

Dimensionamento de uma central de miniprodução
fotovoltaica para uma exploração agrícola direccionada
à indústria de laticínios

Flávio Gil da Cunha Oliveira

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Mestre em
Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

17 de Novembro de 2013

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projeto/Estágio do 2º ano do Mestrado em
Energias Sustentáveis

Candidato: Flávio Gil da Cunha Oliveira, N° 1110005, 1110005@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Luís Filipe Caeiro Castanheira, lcc@isep.ipp.pt

Co-Orientação Científica: José Marílio Cardoso, joc@isep.ipp.pt

Mestrado em Engenharia Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



17 de Novembro de 2013

Aos meus pais e ao meu irmão.

“Tentar não significa conseguir, mas certamente que todos os que conseguiram tentaram... nós vamos conseguir...”

Pedro Margarido
(Weidmüller)

Agradecimentos

Esta dissertação representa o final da minha vida académica. Deste modo, agradeço ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) e aos seus docentes pelo modo como me prepararam para a vida profissional.

Aos meus orientadores, Professor Luís Castanheira e Professor José Marílio Cardoso pelo seu apoio, disponibilidade, compreensão, paciência e confiança que sempre depositaram em mim e no desempenho deste projeto. Obrigado por me terem orientado, apoiado e indicado o caminho mais correto.

À minha família que sempre me incentivou e apoiou no meu percurso académico, apesar da distância.

A todos os meus amigos pela disponibilidade e atenção sempre demonstrada nas várias horas de estudo ao longo deste mestrado.

À Professora Nídia Caetano, por disponibilizar sempre algum do seu tempo para o esclarecimento de dúvidas relacionadas com a formatação e escrita da dissertação.

Ao Professor Manuel Azevedo, pela ajuda fundamental no dimensionamento da central de miniprodução fotovoltaica.

Ao Professor Américo Neves, pela apoio crucial no estudo de viabilidade económica efetuado.

Por fim, mas não menos importante aos Engenheiros Michael Costa (Empresa Anogueira) e Ricardo Bernardino (Empresa ENA – Energias Naturais) pelo interesse e apoio demonstrados, possibilitando-me um contato com o meio empresarial.

A todos o meu sincero agradecimento,

Flávio Oliveira

Resumo

Este documento apresenta o trabalho desenvolvido no âmbito da disciplina de “Dissertação/Projeto/Estágio”, do 2º ano do Mestrado em Energias Sustentáveis.

O crescente consumo energético das sociedades desenvolvidas e emergentes, associado ao consequente aumento dos custos de energia e dos danos ambientais resultantes, promove o desenvolvimento de novas formas de produção de energia, as quais têm como prioridade a sua obtenção ao menor custo possível e com reduzidos impactos ambientais. De modo a poupar os recursos naturais e reduzir a emissão com gases de efeito de estufa, é necessária a diminuição do consumo de energia produzida a partir de combustíveis fósseis. Assim, devem ser criadas alternativas para um futuro sustentável, onde as fontes renováveis de energia assumam um papel fundamental. Neste sentido, a produção de energia elétrica, através de sistemas solares fotovoltaicos, surge como uma das soluções.

A presente dissertação tem como principal objetivo a realização do dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica, com ligação à rede elétrica, em uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios, e o seu respetivo estudo de viabilidade económica. A exploração agrícola, que serve de objeto de estudo, está localizada na Ilha Graciosa, Açores, sendo a potência máxima a injetar na Rede Elétrica de Serviço Público, pela central de miniprodução, de 10 kW.

Para o dimensionamento foi utilizado um software apropriado e reconhecido na área da produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos – o PVsyst –, compreendendo as seguintes etapas: a) definição das características do local e do projeto; b) seleção dos módulos fotovoltaicos; c) seleção do inversor; d) definição da potência de ligação à rede elétrica da unidade de miniprodução. Posteriormente, foram estudadas diferentes hipóteses de sistemas fotovoltaicos, que se distinguem na opção de estrutura de fixação utilizada: dois sistemas fixos e dois com eixo incorporado.

No estudo de viabilidade económica foram realizadas duas análises distintas a cada um dos sistemas fotovoltaicos considerados no dimensionamento, nomeadamente: uma análise em regime remuneratório bonificado e uma análise em regime remuneratório geral.

Os resultados obtidos nos indicadores económicos do estudo de viabilidade económica realizado, serviram de apoio à decisão pelo sistema fotovoltaico mais favorável ao investimento. Conclui-se que o sistema fotovoltaico com inclinação adicional é a opção mais vantajosa em ambos os regimes remuneratórios analisados.

Comprova-se, assim, que o sistema fotovoltaico com maior valor de produção de energia elétrica anual, que corresponde ao sistema fotovoltaico de dois eixos, não é a opção com maior rentabilidade em termos económicos, isto porque a remuneração proveniente da sua produção excedente não é suficiente para colmatar o valor do investimento mais acentuado de modo a obter indicadores económicos mais favoráveis, que os do sistema fotovoltaico com inclinação adicional.

De acordo com o estudo de viabilidade económica efetuado independentemente do sistema fotovoltaico que seja adotado, é recuperado o investimento realizado, sendo a remuneração efetiva superior à que foi exigida. Assim, mesmo tendo em consideração o risco associado, comprova-se que todos os sistemas fotovoltaicos, em qualquer dos regimes remuneratórios, correspondem a investimentos rentáveis.

Palavras-Chave

Energia fotovoltaica; miniprodução, viabilidade económica, sustentabilidade, produção descentralizada.

Abstract

This document presents the work developed in the subject of "Dissertation/Project/Internship", of the 2nd year of the Master's degree in Sustainable Energy.

The growing energy consumption of developed and emerging societies, associated with the consequent increase in energy costs and environmental damage, promotes the development of new forms of energy production, which have as their priority to obtain the lowest possible cost and with reduced environmental impacts. In order to save natural resources and reduce emissions with greenhouse gases, it is necessary to decrease the consumption of energy produced from fossil fuels. Thus, alternatives must be created for a sustainable future, where the renewable sources of energy assume a key role. In this sense, the production of electricity, through solar photovoltaic systems, emerges as one of the solutions.

The present dissertation has as main objective the realization of sizing a photovoltaic minigeneration system, connected to the electricity grid, on an agricultural holding directed to the dairy industry, and its respective economic viability study. The agricultural holding, which serves as the object of study, is located in Graciosa Island, Azores, being the maximum power to inject into the Electric Grid of Public Service, by the photovoltaic minigeneration system, of 10 kW.

For the sizing it was used a recognized and appropriate software in the production of electricity area through photovoltaic systems - the PVsyst -, comprising the following steps: a) definition of the characteristics of the site and the project; b) selection of PV modules; c) selection of the inverter; d) definition of the connection power to the electrical grid of the photovoltaic minigeneration system. Posteriorly, were studied different hypotheses of photovoltaic systems, which differ in the choice of fixing structure used: two fixed systems and two with incorporated axis.

Two distinct analyses were performed in the economic viability study for each of the photovoltaic systems considered in the sizing, namely: an analysis in special remuneration regime and an analysis in general remuneration regime.

The results obtained in the economic indicators of the economic viability study performed, served as a decision support for the photovoltaic system more favourable to investment. It is concluded that the photovoltaic system with additional tilt is the most advantageous option for both remuneration regimes analysed.

It is verified, thus, that the photovoltaic system with the highest production of electricity annually, which corresponds to the two axes photovoltaic system, isn't the option most profitable in economic terms, this is because the remuneration from its surplus production isn't sufficient to cover the investment more accentuated in order to obtain more favourable economic indicators, than the photovoltaic system with additional tilt.

According to the economic viability study carried out independently of the photovoltaic system to be adopted, the investment is recovered and the effective remuneration is higher than what was required. Thus, even taking into account the risk associated, it is verified that all photovoltaic systems, in any remuneration regime, correspond to profitable investments.

Keywords

Photovoltaic energy, minigeneration, economic viability, sustainability, decentralized production.

Índice

Agradecimentos	ix
Resumo	xi
Abstract	xiii
Índice.....	xv
Índice de Figuras	xvii
Índice de Tabelas	xxi
Nomenclatura.....	xxiii
1. Introdução	1
1.1. Contextualização.....	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Organização do relatório.....	3
1.4. Panorama geral da produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos	4
1.4.1. Mundo	4
1.4.2. Portugal	6
2. Recurso solar.....	9
2.1. Introdução	9
2.2. Radiação, irradiância e irradiação solares.....	10
2.2.1. Tipos de radiação solar.....	11
2.3. Posição do Sol.....	12
2.3.1. Altura e azimute solares	12
2.4. Conclusões	14
3. Sistemas de energia solar fotovoltaica	15
3.1. Introdução	15
3.2. Célula fotovoltaica	16
3.2.1. Efeito fotovoltaico.....	17
3.2.2. Tipos de células fotovoltaicas	17
3.2.3. Curvas características das células fotovoltaicas.....	19
3.3. Características dos módulos fotovoltaicos.....	23
3.3.1. Associação em série	23
3.3.2. Associação em paralelo	23
3.3.3. Associação mista	24
3.4. Componentes de um sistema fotovoltaico	25
3.5. Tipos de sistemas fotovoltaicos	26
3.5.1. Sistemas isolados (<i>Off-Grid</i>).....	26

3.5.2. Sistemas ligados à rede (<i>Grid-Connected</i>).....	27
3.5.3. Sistemas híbridos.....	28
3.6. Enquadramento legal	29
3.7. Manutenção de instalações fotovoltaicas.....	32
3.7.1. Supervisão da instalação	32
3.7.2. Manutenção preventiva	33
3.7.3. Manutenção corretiva.....	33
3.8. Vantagens e desvantagens da energia FV	35
3.9. Conclusões	36
4. Caso de estudo: Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrária direcionada à indústria de laticínios	39
4.1. Introdução	39
4.2. Software PVSyst.....	40
4.3. Características do local e do projeto	41
4.4. Seleção dos módulos FV.....	43
4.5. Seleção do inversor	46
4.6. Definição da potência de ligação à rede elétrica da unidade de miniprodução	49
4.7. Sistema FV fixo sem inclinação adicional.....	50
4.8. Sistema FV fixo com inclinação adicional (angular).....	52
4.9. Sistema FV de um eixo	54
4.10. Sistema FV de dois eixos	56
4.11. Conclusões	58
5. Estudo de viabilidade económica	61
5.1. Introdução	61
5.2. Análise em regime remuneratório bonificado.....	63
5.3. Análise em regime remuneratório geral.....	69
5.4. Conclusões	73
6. Conclusões	75
7. Trabalhos Futuros	79
Referências Documentais	81
Legislação consultada.....	85
Anexo A. Informação complementar: Sistema FV fixo sem inclinação adicional.....	87
Anexo B. Informação complementar: Sistema FV fixo com inclinação adicional.....	92
Anexo C. Informação complementar: Sistema FV de um eixo	97
Anexo D. Informação complementar: Sistema FV de dois eixos	102

Índice de Figuras

Figura 1.1 Potência instalada a nível mundial em energia FV (1995-2012) [1].....	4
Figura 1.2 Potência instalada acumulada de energia FV em Portugal (2003-2012) [8]	7
Figura 2.1 Aproveitamento da energia solar na Terra [16].....	11
Figura 2.2 Radiação incidente na Terra [12].....	12
Figura 2.3 Posicionamento solar [13]	13
Figura 2.4 Esfera celeste (hemisfério norte) [13]	13
Figura 3.1 Funcionamento de uma célula FV [21]	17
Figura 3.2 Curvas características I/V e P/V de uma célula FV [12]	19
Figura 3.3 Interface (parcial) do PVSyst: Curva característica I/V de um módulo FV em função da irradiância incidente (W/m^2).....	20
Figura 3.4 Interface (parcial) do PVSyst: Curva característica P/V de um módulo FV em função da irradiância incidente (W/m^2).....	21
Figura 3.5 Interface (parcial) do PVSyst: Curva característica I/V de um módulo FV em função da temperatura ($^{\circ}C$).....	22
Figura 3.6 Interface (parcial) do PVSyst: Curva característica P/V de um módulo FV em função da temperatura ($^{\circ}C$).....	22
Figura 3.7 Associação de módulos em série [12]	23
Figura 3.8 Associação de módulos em paralelo [12].....	24
Figura 3.9 Associação de módulos mista [26]	24
Figura 3.10 Sistema isolado típico [27]	27
Figura 3.11 Sistema ligado à rede típico [28]	28
Figura 3.12 Exemplo de um sistema híbrido [29].....	28
Figura 3.13 Evolução das tarifas aplicadas à micro e miniprodução no regime bonificado [31].....	31
Figura 3.14 Módulo FV danificado [32].....	34
Figura 4.1 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de localização geográfica, mapa interativo..	41
Figura 4.2 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de localização geográfica, meteorologia mensal	42
Figura 4.3 Percurso solar no dia 21 de Junho de 2013 [34].....	42
Figura 4.4 Interface (parcial) do PVSyst: Introdução da potência (DC)	43
Figura 4.5 Interface (parcial) do PVSyst: Seleção do tipo de módulo FV (<i>Open 250-PQ60</i>).....	44
Figura 4.6 Interface (parcial) do PVSyst: Características elétricas do módulo FV <i>Open 250-PQ60</i> ..	45
Figura 4.7 Interface (parcial) do PVSyst: Seleção do tipo de inversor (Danfoss TLX 10K)	46
Figura 4.8 Aproveitamento de energia num sistema FV	47
Figura 4.9 Interface (parcial) do PVSyst: Características elétricas do inversor TLX 10K	48

Figura 4.10 Esquema de ligação à rede da instalação de miniprodução [44]	49
Figura 4.11 Percurso solar em função do azimute na Graciosa (inclinação 15°, azimute -20°).....	50
Figura 4.12 Interface (parcial) do PVSyst: Orientação dos painéis para o sistema fixo sem inclinação adicional.....	51
Figura 4.13 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV fixo sem inclinação adicional).....	52
Figura 4.14 Percurso solar em função do azimute na Graciosa (inclinação 34°, azimute 0°).....	53
Figura 4.15 Interface (parcial) do PVSyst: Orientação dos painéis para o sistema fixo com inclinação adicional.....	53
Figura 4.16 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV fixo com inclinação).....	54
Figura 4.17 Percurso solar em função do azimute na Graciosa.....	54
Figura 4.18 Interface (parcial) do PVSyst: Sistema FV de um eixo com ângulo de orientação dos módulos 34° e azimute entre -125° (Este) e 125° (Oeste), orientação Sul	55
Figura 4.19 Interface (parcial) do PVSyst: Especificações do Sistema FV de um eixo	55
Figura 4.20 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV de um eixo)	56
Figura 4.21 Interface (parcial) do PVSyst: Sistema FV de dois eixos com ângulo de orientação dos módulos entre 10° e 90° e azimute entre -125° (Este) e 125° (Oeste), orientação Sul	56
Figura 4.22 Interface (parcial) do PVSyst: Especificações do Sistema FV de dois eixos.....	57
Figura 4.23 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV de dois eixos).....	57
Figura 4.24 Energia elétrica anual produzida em cada uma das simulações efetuadas.....	58
Figura 5.1 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo sem inclinação adicional, no regime bonificado (15 anos)	65
Figura 5.2 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo com inclinação adicional, no regime bonificado (15 anos).....	65
Figura 5.3 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de um eixo, no regime bonificado (15 anos)	66
Figura 5.4 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de dois eixos, no regime bonificado (15 anos)	66
Figura 5.5 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo sem inclinação adicional, no regime geral (25 anos).....	70
Figura 5.6 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo com inclinação adicional, no regime geral (25 anos)	70
Figura 5.7 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de um eixo, no regime geral (25 anos).....	71
Figura 5.8 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de dois eixos, no regime geral (25 anos)	71

Figura A.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV sem inclinação adicional.....	87
Figura A.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV sem inclinação adicional.....	88
Figura A.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV sem inclinação adicional.....	89
Figura B.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV com inclinação adicional.....	92
Figura B.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV com inclinação adicional.....	93
Figura B.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV com inclinação adicional.....	94
Figura C.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV de um eixo.....	97
Figura C.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV de um eixo.....	98
Figura C.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV de um eixo.....	99
Figura D.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV de dois eixos.....	102
Figura D.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV de dois eixos.....	103
Figura D.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV de dois eixos.....	104

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 Caraterísticas dos tipos de células FV de silício [16] [10] [24] [25]	18
Tabela 3.2 Principais componentes de um sistema FV [23] [14]	25
Tabela 3.3 Comparação entre a microprodução e miniprodução no regime bonificado [29].....	30
Tabela 3.4 Vantagens e desvantagens da energia FV [22] [4].....	35
Tabela 5.1 Orçamento dos vários sistemas FV estudados	63
Tabela 5.2 Indicadores económicos de decisão dos vários sistemas FV estudados no regime bonificado	67
Tabela 5.3 Custo da energia elétrica por kWh (LCOE) no regime bonificado.....	68
Tabela 5.4 Indicadores económicos de decisão dos vários sistemas FV estudados no regime geral	72
Tabela 5.5 Custo da energia elétrica por kWh (LCOE) no regime geral.....	72
Tabela A.1 Orçamento do sistema FV fixo sem inclinação adicional.....	90
Tabela A.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV fixo sem inclinação adicional.....	91
Tabela A.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV fixo sem inclinação adicional.....	91
Tabela B.1 Orçamento do sistema FV fixo com inclinação adicional.....	95
Tabela B.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV fixo com inclinação adicional.....	96
Tabela B.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV fixo com inclinação adicional.....	96
Tabela C.1 Orçamento do sistema FV de um eixo	100
Tabela C.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV de um eixo	101
Tabela C.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV de um eixo	101
Tabela D.1 Orçamento do sistema FV de dois eixos	105
Tabela D.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV de dois eixos	106
Tabela D.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV de dois eixos..	106

Nomenclatura

Abreviaturas (ordenadas alfabeticamente)

ACE	–	Aparelho de corte de entrada
BCE	–	Banco Central Europeu
BT	–	Baixa Tensão
BTN	–	Baixa Tensão Normal
CC	–	Contador de consumo
CFE	–	<i>Cash-Flow</i> de Exploração
CFG	–	<i>Cash-Flow</i> Global
CFI	–	<i>Cash-Flow</i> de Investimento
CP	–	Contador da unidade de miniprodução
DC	–	<i>Direct Current</i>
DGEG	–	Direção-Geral de Energia e Geologia
DL	–	Decreto-Lei
EDA	–	Eletricidade dos Açores
ENE 2020	–	Estratégia Nacional para a Energia 2020
FIT	–	<i>Feed-in Tariff</i>
FV	–	Fotovoltaico
IEC	–	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IPMA	–	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
ISO	–	<i>International Organization for Standardization</i>
LCOE	–	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MPP	–	<i>Maximum Power Point</i>
PV	–	<i>Photovoltaic</i>

PVSyst	–	<i>Photovoltaic System</i>
QE	–	Quadro de entrada
REN	–	Rede Elétrica Nacional
REN21	–	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
SRM	–	Sistema de Registo da Microprodução
SRMini	–	Sistema de Registo da Miniprodução
STC	–	<i>Standard Test Conditions</i>
TA	–	Taxa de Atualização
TIR	–	Taxa Interna de Rentabilidade
UE	–	União Europeia
VAL	–	Valor Atual Líquido
VPL	–	Valor Presente Líquido

Símbolos

f	–	Frequência
λ	–	Comprimento de onda
A	–	Azimuth Solar
h	–	Azimuth Solar
S	–	Radiação Direta
D	–	Radiação Difusa
L	–	Radiação de Albedo ou Refletida
R_T	–	Radiação Total
I	–	Corrente
V	–	Tensão
P	–	Potência

I_{MPP}		Corrente a Máxima Potência
I_{SC}	–	Corrente de Curto-Circuito
V_{MPP}	–	Tensão a Máxima Potência
V_{oc}	–	Tensão de Circuito Aberto
P_{MPP}	–	Potência Pico
P_{INVDC}	–	Potência do Inversor em corrente contínua
P_{FVDC}	–	Potência do painel fotovoltaico em corrente contínua
G^r	–	Radiação Incidente
θ^r	–	Temperatura Ambiente

1. Introdução

1.1. Contextualização

O crescimento exponencial da população humana associado ao seu progresso, em diversas vertentes, como industrial, tecnológica, económica e social, levou a um aumento das necessidades energéticas, em particular da energia elétrica. Este tipo de energia está cada vez mais acessível a toda a população, sendo considerada um bem primário. A energia elétrica tem a particularidade de poder ser convertida em outras formas de energia com relativa facilidade, como por exemplo, térmica, mecânica e luminosa, dando-lhe uma versatilidade enorme de aplicações.

Uma das questões mais pertinentes que se colocam perante a energia elétrica é a partir de que fonte é gerada. Atualmente é obtida maioritariamente a partir de combustíveis fósseis, os quais são limitados e não renováveis a curto prazo. Contudo existe uma motivação e procura crescente de alternativas com o intuito de poupar os recursos naturais e reduzir a emissão de gases com efeito de estufa. Assim, surge a alternativa focalizada na produção de energia elétrica a partir de energias renováveis. O nosso país tem vindo a participar neste movimento de mudança para um novo paradigma energético, com a incorporação das energias renováveis no seu mix energético. Como Portugal não possui combustíveis fósseis (pelo menos com viabilidade económica na sua extração), a aposta nas energias renováveis é um modo de diminuir a sua dependência energética exterior, de criar postos de trabalho e do *Cash-Flow* gerado por esta atividade permanecer no país.

Uma das energias renováveis que está a ter cada vez maior adesão é a energia solar fotovoltaica (FV), não só para instalações de grande potência, mas também para potências mais pequenas, designadas por micro e miniprodução. Neste contexto a presente dissertação – Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios – surge perante a procura crescente destas atividades de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência.

Com o aumento do preço de eletricidade pelo comercializador de último recurso os clientes com algum consumo significativo sentem a necessidade de procurar alternativas/soluções de modo a diminuir este encargo, sendo uma delas tornarem-se também produtores. A instalação de uma central de miniprodução FV em uma exploração agrária permite vender a energia elétrica produzida à rede elétrica, mediante uma determinada tarifa destinada às centrais renováveis, e caso fosse permitido pela legislação em vigor, poderia ainda ser possível satisfazer parcialmente o consumo energético da própria instalação. Para além da componente económica há ainda que considerar fatores sociais e ambientais deste tipo de produção de energia elétrica, os quais contribuem para a sua divulgação e implementação.

1.2. Objetivos

Os objetivos desta dissertação são sucintamente apresentados a seguir:

- Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica (FV) ligada à rede elétrica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios;
- Para diferentes opções de estrutura de fixação dos módulos FV consideradas, calcular a produção de energia elétrica anual e a taxa de desempenho em cada caso;
- Estudo de viabilidade económica para cada uma das estruturas de fixação consideradas, em regimes remuneratórios diferentes;
- Concluir se a implementação do projeto é uma mais valia para o caso que serve de objeto de estudo na presente dissertação.

1.3. Organização do relatório

A presente dissertação encontra-se estruturada em sete capítulos, divididos consoante o tema a tratar.

Este primeiro capítulo – introdução – identifica o contexto e os objetivos do trabalho. Efetua ainda um resumo dos capítulos da dissertação e termina com uma abordagem ao panorama geral da produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos no mundo e em Portugal.

O segundo capítulo expõe conceitos fundamentais necessários para uma melhor compreensão do recurso solar, como a radiação, a irradiância e a irradiação solares, os diferentes tipos de radiação, a altura e azimute solares.

No terceiro capítulo são abordados conceitos fundamentais sobre a energia FV, como a célula FV, o efeito FV, os tipos de células FV, as características dos módulos FV, os componentes de um sistema FV e os tipos de sistemas FV. É ainda realizado o enquadramento legal à micro e miniprodução, feita referência aos vários tipos de manutenção e apresentado um quadro resumo das vantagens e desvantagens deste tipo de produção de energia elétrica.

No quarto capítulo é realizado o dimensionamento de uma central de miniprodução FV para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios com recurso ao software PVSyst. O dimensionamento é dividido por etapas distintas, começando por definir as características do local e do projeto, seguindo-se a seleção dos módulos FV, do inversor e a definição da potência de ligação à rede da unidade de miniprodução. Na sequência destas etapas foram consideradas quatro hipóteses de sistemas FV que se distinguem mediante a opção de estrutura fixação utilizada, nomeadamente, sistema FV fixo sem inclinação adicional, fixo com inclinação adicional, um eixo e, por fim, de dois eixos.

No quinto capítulo é efetuado o estudo de viabilidade económica para cada uma das hipóteses de sistemas FV consideradas no capítulo precedente. São realizadas duas análises distintas de viabilidade económica a cada um dos sistemas FV, uma em regime remuneratório bonificado e outra em regime remuneratório geral. Em cada regime remuneratório é calculado o *Payback*, o valor atual líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR) e o custo da energia elétrica por kWh (LCOE), para cada caso.

O penúltimo capítulo sumaria as principais conclusões do trabalho e o último perspectiva o desenvolvimento de trabalhos a realizar no futuro.

1.4. Panorama geral da produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos

1.4.1. Mundo

A energia solar fotovoltaica (FV), em relação às principais renováveis (hidroelétrica, eólica), é o tipo de tecnologia que registou o maior crescimento de potência instalada nos últimos anos. No final de 2012 a potência instalada era de 100 GW (Figura 1.1), tendo-se verificado um aumento de 29,4 GW em relação ao ano anterior. Os países com maior potência instalada total, no final de 2012, foram a Alemanha (32 %), Itália (16 %), Estados Unidos (7,2 %), China (7 %) e o Japão (6,6 %). Os líderes de energia FV por habitante são a Alemanha, Itália, República Checa, Bélgica, Grécia e Austrália [1].

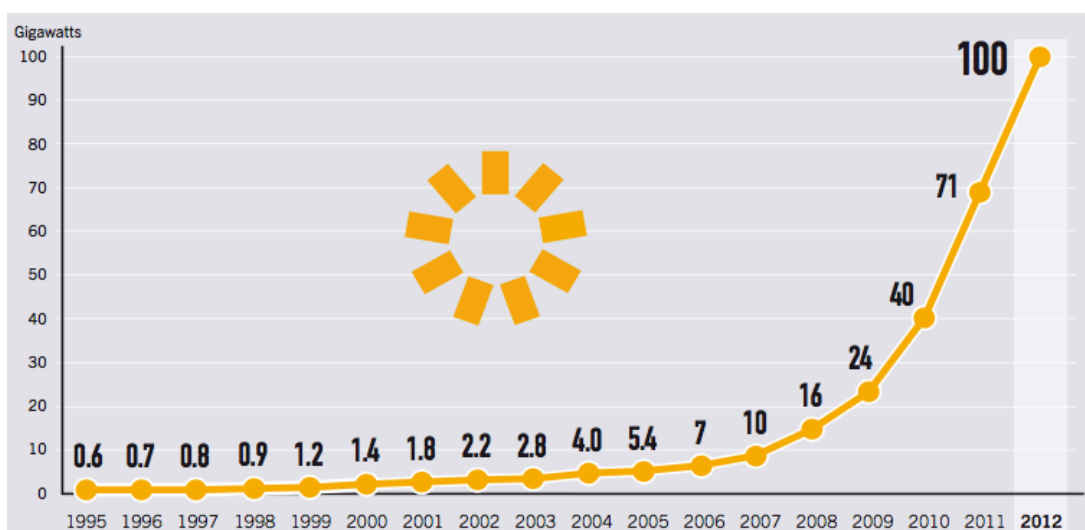


Figura 1.1 Potência instalada a nível mundial em energia FV (1995-2012) [1]

Com um total de 70 GW, a União Europeia (UE) representa quase três quartos da potência total instalada em energia FV no mundo. O FV é responsável por mais potência adicional do que qualquer outro tipo de tecnologia de produção de eletricidade, representando quase 57 % de toda a nova potência instalada na UE que entrou em operação até ao final de 2012, correspondendo a 16,9 GW. Contudo, esta capacidade instalada é inferior à que ocorreu em 2011, verificando-se a primeira queda do mercado desde 2000. Esta redução deve-se em grande parte aos incentivos reduzidos, incluindo pagamentos *Feed-in Tariff* (FIT) e à incerteza política em geral, com a queda mais significativa em Itália. O FIT é um incentivo

financeiro que encoraja a utilização de tecnologias de produção de eletricidade renováveis, com o objetivo de oferecer uma compensação baseada em custos aos produtores de energias renováveis, proporcionando certeza de preço e contratos de longo prazo que ajudam a financiar investimentos em energias renováveis [2] [3]. Independentemente disso, pelo segundo ano consecutivo a UE instalou mais FV de que qualquer outro tipo de tecnologia de produção de eletricidade, representando cerca de 37 % de toda a nova potência em 2012. O aumento de potência instalada em FV está a começar a afetar a estrutura e gestão do sistema de eletricidade da UE, e está cada vez mais a enfrentar obstáculos que incluem concorrência direta com os produtores de energia elétrica convencional e saturação de redes locais [1].

Só a Alemanha e a Itália representam quase metade da potência total instalada em energia FV no mundo. Em 2012, a Alemanha adicionou um recorde de 7,6 GW, aumentando o seu total para 32,4 GW, e produziu 28 TWh de eletricidade através desta fonte, o que corresponde a cerca de 45 % mais relativamente a 2011. A Itália atingiu um total de 16,4 GW, tendo adicionado uma potência de 3,6 GW (valor menor que em 2011).

Para além da Europa, os mercados que instalaram mais potência FV em 2012 foram os Estados Unidos, China, Japão, Austrália e Índia. Os Estados Unidos aumentaram a sua potência instalada em quase 85 %, tendo o estado da Califórnia adicionado 35 % do total (mais de 1 GW). O FV está a propagar-se por mais estados, impulsionado pela queda dos preços e formas inovadoras de financiamento, como arrendamento solar, investimentos em energia solar comunitários e financiamento de terceiros. Por sua vez, a China duplicou a sua potência instalada, atingindo os 7 GW. O seu mercado é dominado por sistemas FV de grande escala instalados em terrenos, encontrando-se grande parte deles no oeste do país, longe dos centros de consumo. A potência instalada no Japão subiu 35 % atingindo um total de 6,6 GW, impulsionada por um novo FIT (90 % da potência instalada é certificada segundo o FIT). O aumento da procura energética do Japão tem levado a um investimento significativo em FV, o que está a provocar um aumento do preço dos terrenos. A Austrália aumentou em 70 % a sua potência instalada, atingindo um total de 2,4 GW. No início de 2012, cerca de uma em cada cinco casas no sul da Austrália tinha um sistema FV no telhado. A Índia também apresentou um notável crescimento, com um aumento de capacidade de cinco vezes alcançando um total de 1,2 GW.

Os sistemas FV integrados em edifícios (*building-integrated photovoltaic*), como por exemplo, painéis FV que funcionam como telhas, paredes ou outros materiais de construção representam menos de 1 % da potência total instalada em energia FV no mundo, tendo sido adicionados cerca de 100 MW em 2012. A crise económica diminuiu a construção, atenuando o crescimento deste tipo de sistemas.

A grande maioria da potência FV instalada na atualidade é em sistemas ligados à rede (*grid-connected*), correspondendo os sistemas autónomos (*off-grid*) a apenas cerca de 1 % da potência total instalada, quando há duas décadas estes sistemas representavam mais de 90 %. Porém, há um interesse crescente nos sistemas autónomos, principalmente nos de pequena escala, em particular pelos países em desenvolvimento. As razões deste crescimento são a necessidade de satisfazer instalações que se situem longe das infraestruturas de abastecimento público, onde não é economicamente viável ou desejável a presença da rede elétrica [4]. Os sistemas autónomos representam uma parcela significativa da potência FV instalada em alguns países desenvolvidos como a Austrália, Israel, Noruega, Suécia e Estados Unidos [1].

1.4.2. Portugal

Em Portugal, tem-se verificado um desenvolvimento assinalável nas centrais de potência significativa ligadas à rede. Em Março de 2007 foi inaugurada na freguesia de Brinches, concelho de Serpa, a Central Fotovoltaica Hércules de 11 MWp, com 52.000 módulos dispostos ao longo de uma área de 600.000 m², dos quais os painéis ocupam cerca de metade. No final de 2008 foi ligada à rede a Central Fotovoltaica da Amareleja, concelho de Moura, com uma potência de 46 MWp, num total de 260.000 módulos de silício policristalino (potência unitária de 170 e 180 Wp), ocupando uma área de 2.500.000 m². Os painéis estão equipados com 2.500 sistemas de seguimento da posição solar. Esta central FV era, à data da sua construção, a maior do mundo [5]. Outros empreendimentos de relevo são: a Central Solar de Ferreira do Alentejo (do Grupo Geneng com 12 MW), a Central Solar de Ferreira (da Sociedade Ventos da Serra com 10 MW), a Central da Empresa Netplan (1,8 MW distribuídos no conjunto de cinco pequenas centrais), todas localizadas em Ferreira do Alentejo, o Parque de Almodôvar (2,15 MW), a Central Fotovoltaica da Corte Pão e Água (756 kW), e a Central Fotovoltaica de Olva (2,4 MW) [6] [7].

Apesar da crise financeira, o mercado FV português cresceu 41 % em 2012, atingindo uma potência instalada de cerca de 223 MW (Figura 1.2), dos quais 99 % correspondem a sistemas ligados à rede. A manutenção dos regimes de micro e miniprodução foi assegurada para 2013, com uma capacidade agregada de 41 MW (11 MW microprodução e 30 MW miniprodução). Existe expectativa que esta potência seja alcançada, especialmente se a flexibilidade da potência entre os regimes for permitida, o que reflete ajustamentos à procura efetiva observada [8].

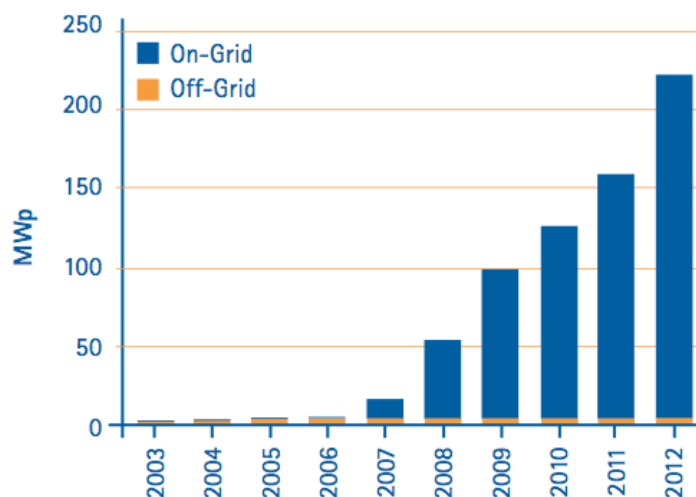


Figura 1.2 Potência instalada acumulada de energia FV em Portugal (2003-2012) [8]

2. Recurso solar

2.1. Introdução

No centro do Sol, como acontece nas outras estrelas, ocorre o processo de fusão que transforma núcleos de hidrogénio em núcleos de hélio. No decorrer deste processo, parte da massa é transformada em energia, da qual apenas uma ínfima parte chega à superfície terrestre sendo a restante (uma quantidade quase inimaginável) irradiada para o espaço [9]. Contudo essa parte minúscula (em condições relativas) corresponde a um fluxo extraordinário de energia, de cerca 10^{18} kWh anuais. Esta quantidade de energia supera largamente, não só as necessidades energéticas anuais de todo o planeta, mas a própria energia contida em todas as reservas conhecidas de combustíveis fósseis [10]. Em apenas cerca de uma hora o Sol fornece as atuais exigências de energia de toda a população humana durante um ano inteiro.

“Parece que tudo o que é necessário fazer para transformar a sociedade de carbono para a energia solar é explorar uma pequena porção deste vasto potencial. As oportunidades para aproveitar a energia proveniente do Sol, seja diretamente pela luz solar ou indiretamente pelo vento, ondas, hídrica ou biomassa, parecem estar limitadas só pela nossa imaginação, habilidade tecnológica e determinação política” [11].

2.2. Radiação, irradiância e irradiação solares

A energia emitida pelo Sol chega à Terra em forma de ondas eletromagnéticas que se podem propagar no ar, água, vidro e no vazio. Este efeito é denominado de radiação solar [12]. É a principal fonte energética de todas as energias conhecidas, incluindo as associadas aos processos vitais [13]. A intensidade com que a radiação solar atinge a Terra é designada por irradiância. Enquanto que a unidade padrão associada à radiação é o watt (W), na irradiância é o watt por metro quadrado (W/m^2). A irradiação global anual é obtida pela radiação solar que incide na superfície terrestre durante um ano, e é medida em watt hora por metro quadrado (Wh/m^2). O valor da irradiação solar diurna e anual depende da distância entre o Sol e a Terra, de parâmetros geográficos e das condições atmosféricas. Analisando na perspectiva de um módulo FV, a irradiância que nele incide em qualquer momento é afetada pela sua localização geográfica, a sua posição em relação ao Sol, a época do ano e pelas condições atmosféricas [14]. Durante o decorrer do ano a distância entre o Sol e a Terra varia e por consequência também a irradiância, que varia entre 1.325 W/m^2 e 1.412 W/m^2 , sendo o valor médio, designado por constante solar, de 1.367 W/m^2 . Contudo só uma parte da quantidade total da irradiância solar atinge a superfície terrestre, devido à sua reflexão, absorção e dispersão pela passagem na atmosfera. Ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização, a irradiância é cerca de 1.000 W/m^2 [9].

A radiação eletromagnética pode ser caracterizada pela sua frequência (f) – número de vezes que a onda se repete completamente por unidade de tempo – e pelo respetivo comprimento de onda (λ) – distância entre dois pontos iguais. A energia da radiação é diretamente proporcional à sua frequência e inversamente proporcional ao comprimento de onda, ou seja, quanto maior a frequência maior é a quantidade de energia que a onda transporta e quanto maior o comprimento de onda menor é a energia que a onda transporta e vice-versa. A frequência é independente do meio em que a radiação se propaga. A velocidade de propagação de todas as radiações eletromagnéticas no vazio é de 300.000 km/s , distinguindo-se pelo seu valor de período da onda. A radiação solar é formada por um conjunto contínuo de ondas de diferente comprimento denominadas de espectro, da qual a luz visível é apenas uma pequena parte [10] [12] [15].

A Figura 2.1 apresenta as várias formas de aproveitar a energia da radiação solar, sendo a de referência no presente trabalho a energia solar FV.

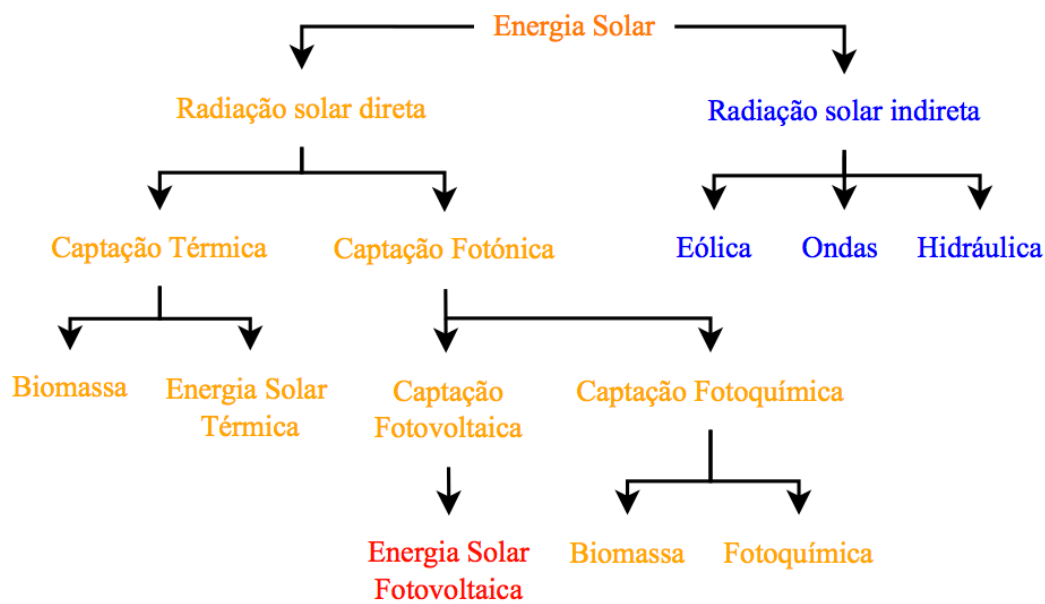


Figura 2.1 Aproveitamento da energia solar na Terra [16]

2.2.1. Tipos de radiação solar

A quantidade exata de radiação e a forma como é descrita depende das condições atmosféricas do planeta. Num dia de céu limpo, há pouco que interfira com a radiação, por outro lado, num dia chuvoso, a cobertura de nuvens reduz a radiação que pode chegar à Terra [14]. Consoante o resultado da decomposição da radiação solar incidente sobre um recetor, obtêm-se os seguintes componentes (Figura 2.2):

- Radiação direta (S): constituída por todos os raios que são rececionados pelo recetor em linha reta com o Sol [12]. Este tipo de radiação não sofre qualquer interferência no seu percurso do Sol à superfície terrestre, logo é a que dá o maior contributo para a conversão da luz solar em eletricidade num módulo FV. Num dia de céu limpo, a grande maioria da radiação solar é na forma de radiação direta [14].
- Radiação difusa (D): é a luz solar recebida indiretamente, proveniente da ação da difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos presentes na atmosfera [12]. Esta componente difusa da radiação solar tem uma contribuição menor, em relação à componente direta, na conversão da luz solar em eletricidade num módulo FV. Contudo, em dias muito nublados, toda a radiação provém da componente difusa [14].

- Radiação de albedo ou refletida (L): resulta da reflexão nos telhados, nas nuvens, nas massas de gelo e neve e na própria superfície terrestre da radiação direta e difusa [17]. Corresponde à luz solar refletida pelo ambiente físico, que é devolvida à atmosfera como radiação difusa [14]. A razão entre a radiação refletida e incidente chama-se albedo [12].

À soma global dos três tipos de radiação solar designa-se de radiação total (R_T):

$$R_T = S + D + L. \quad (1.1)$$



Figura 2.2 Radiação incidente na Terra [12]

2.3. Posição do Sol

Sabe-se que o Sol é um objeto estacionário e a Terra é que o orbita, contudo com o intuito de simplificar a compreensão dos conceitos que se seguem considera-se que o Sol se move pelo céu, modificando a sua posição em relação à Terra [14].

Para se definir a inclinação mais adequada com que se deve orientar os módulos FV, é necessário especificar a posição do Sol a cada instante de modo a otimizar o seu rendimento [18]. Consegue-se obter com precisão em que posição está o Sol em cada instante relativamente a um observador imóvel, conhecendo a sua altura solar (h) e o seu azimute solar (A) [13].

2.3.1. Altura e azimute solares

Designa-se por altura solar (h) o ângulo que os raios solares formam com a superfície horizontal. Este ângulo varia ao longo do dia com o movimento do Sol, tomando o valor de 0° ao amanhecer e ao pôr do Sol, enquanto que ao meio dia é próximo de 90° . O ângulo

zenital é o que forma o raio solar com o zénite (vertical), que varia de 0° a 90° , isto é, o complemento da altura como apresentado na Figura 2.3 ($90^\circ - h$). Quando o Sol está a nascer ou a pôr-se o ângulo zenital é próximo de 90° , enquanto que ao meio dia é igual ou muito próximo de 0° . Este ângulo também varia ao longo do dia com o movimento do Sol [13] [19].

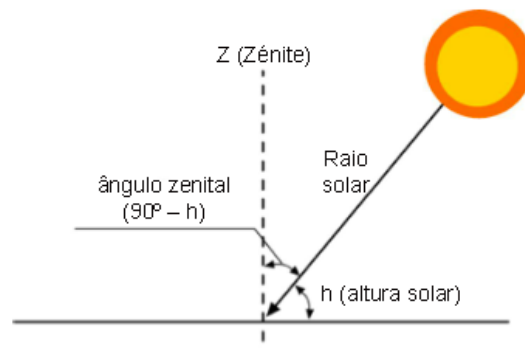


Figura 2.3 Posicionamento solar [13]

O azimute solar (A) é a amplitude do arco de círculo do horizonte compreendido entre o ponto cardeal sul e a interseção do semicírculo vertical do Sol com o plano do horizonte (Figura 2.4). Varia entre 0° a 180° para oeste (positivo) e de 0° a -180° para este (negativo), sendo constante em uma base diária [13] [18].

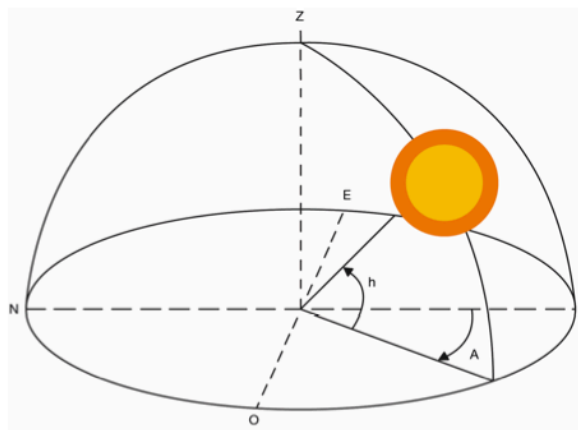


Figura 2.4 Esfera celeste (hemisfério norte) [13]

Tanto a altura como o azimute, num momento determinado, serão diferentes para dois observadores que se encontrem em locais distintos da Terra, pelo que temos de ter em conta qual a latitude geográfica em que foram calculados [13].

2.4. Conclusões

A compreensão da relação entre a Terra e o Sol é fundamental para uma correta instalação dos módulos FV na posição mais adequada, de modo a ter-se acesso à maior quantidade de energia possível, conseguindo assim obter a melhor performance. Na concepção do sistema FV é necessário considerar como a posição do Sol se modifica a cada estação e o efeito que isso provoca nos sistemas a projetar e a instalar.

Este capítulo sucinto, tem como objetivo expor os conceitos relacionados com o recurso solar que são abordados na componente prática do presente trabalho. O conhecimento dos conceitos de radiação, irradiância e irradiação solares, dos diferentes tipos de radiação solar, da altura e azimuth solares, é fundamental.

3. Sistemas de energia solar fotovoltaica

3.1. Introdução

Neste capítulo serão abordados conceitos fundamentais sobre a energia fotovoltaica, desde o seu componente mais elementar ao sistema FV propriamente dito. Começa-se por explicar em que consiste uma célula FV, o fenómeno que lhe permite gerar energia, a variedade de matérias-primas de que podem ser concebidas, a relação entre a corrente/tensão segundo a curva característica e os respetivos parâmetros característicos principais. Posteriormente é feita referência aos módulos FV, começando por analisar o comportamento das curvas características corrente/tensão e potência/tensão destes em relação à irradiância incidente e à temperatura. São também explicadas as várias formas de associação entre eles e como varia a corrente e a tensão em cada caso. Segue-se uma breve descrição dos componentes principais e dos tipos de sistemas FV existentes.

São abordadas ainda considerações legais tanto em relação à micro como miniprodução, de manutenção dos sistemas FV e é apresentado um quadro resumo das vantagens e desvantagens deste tipo de produção de energia elétrica.

3.2. Célula fotovoltaica

As células FV são a parte mais importante de um sistema de energia FV, já que são estas que realizam o efeito fotovoltaico (3.2.1 Efeito fotovoltaico) e convertem a energia do Sol em eletricidade [15], fenómeno que ocorre graças à energia transportada pelos fotões da radiação solar. Consistem, essencialmente, em uma junção entre duas camadas finas de materiais semicondutores diferentes, designados respetivamente, como semicondutores tipo N (negativo) e semicondutores tipo P (positivo). Estes são materiais não metálicos, como o germânio e o silício, cujas características elétricas se encontram entre os condutores, que oferecem pouca resistência à passagem da corrente, e os isolantes, que bloqueiam a passagem de corrente quase completamente. De modo a simplificar são considerados apenas semicondutores baseados em silício (os mais comuns), apesar de poderem ser feitos de outros materiais [20].

Uma célula FV constituída por cristais de silício puro não produz energia elétrica. É necessário realizar um tratamento especial ao semicondutor, caso contrário, a energia que os fotões cedem aos eletrões deste material transformar-se-ia em calor inútil depois de alguns choques dos eletrões em movimento através da rede atómica. De modo a produzir corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula [5]. O tratamento a que as células são submetidas é designado de dopagem e os elementos químicos que ajudam a realizar este processo são denominados de dopantes. De forma a obter um semicondutor do tipo P, um bom dopante para o silício é o boro, pois, tendo um eletrão de valência a menos que o silício, cada um dos seus átomos ao unir-se com um de silício, deixa uma lacuna no lugar onde teria de existir outro eletrão (o quarto eletrão de valência). Para se obter um semicondutor do tipo N, o dopante para o silício pode ser o fósforo, o qual tem um eletrão de valência a mais que o silício. Assim ao substituir um átomo de silício por outro de fósforo na rede cristalina, o eletrão excedente fica livre [13].

Ao unir estes dois semicondutores dissimilares cria-se a chamada junção P-N (zona onde os dois materiais se encontram) [20].

É de salientar que a energia elétrica fornecida pelas células FV é em corrente contínua (DC).

3.2.1. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico descreve a capacidade que as células FV possuem de produzir energia elétrica, quando expostas à radiação solar. Devido à sua construção, as células FV possibilitam que este fenômeno ocorra, do seguinte modo (Figura 3.1):

- A energia dos fótons da radiação solar excita os elétrons situados na zona N da célula FV, dando-lhes o potencial (tensão) para se mover;
- Quando as células FV são ligadas a uma carga, os elétrons excitados começam a movimentar-se (passagem da corrente) a partir da zona N para a zona P, realizando trabalho útil ao longo do percurso;
- Os elétrons na zona P recombinam-se com as lacunas (espaços vazios);
- Como a radiação continua a incidir na célula FV e mais elétrons são enviados pelo circuito, os elétrons são forçados a partir da zona P de volta à zona N através da junção P-N para continuar o processo [14].

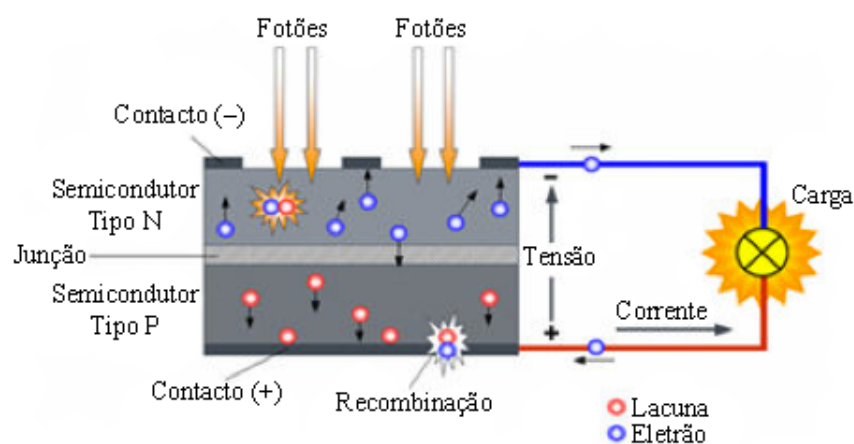


Figura 3.1 Funcionamento de uma célula FV [21]


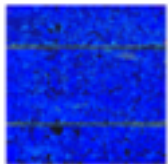

3.2.2. Tipos de células fotovoltaicas

As células FV são fabricadas a partir de materiais semicondutores, geralmente de silício monocristalino, policristalino e amorfo. Podem, menos comumente, ser fabricadas a partir de arsenieto de gálio (GaAs), fosfeto de gálio (GaInP), telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre-índio (CIS), entre outros. Os materiais das células FV são escolhidos com base na forma como as suas características de absorção – razão entre a energia (radiante) absorvida pelo corpo e a energia (radiante) que nele incide – correspondem ao

espectro solar e consoante o seu custo de fabricação. O silício tem sido uma escolha comum devido às suas características de absorção possuírem uma boa correspondência com o espectro solar, e pela sua tecnologia de fabrico estar bem desenvolvida graças à sua utilização na indústria eletrónica de semicondutores [22] [23].

A Tabela 3.1 apresenta em forma de síntese algumas características de ênfase dos diferentes tipos de células FV de silício.

Tabela 3.1 Características dos tipos de células FV de silício [16] [10] [24] [25]

	Silício monocristalino	Silício policristalino	Silício amorfo
Processo de fabrico	A partir de barras cilíndricas de silício monocristalino, obtidas em fornos especiais, serrados em bolachas.	A partir de lingotes de silício obtidos por fusão de silício puro, em moldes especiais, arrefecidos lentamente. Os lingotes são depois cortados em finas bolachas.	Deposição de finas capas de plasma de silício microcristalino sobre o vidro, plásticos e outros materiais.
Tipo de estrutura	Cristalina	Policristalina	Não cristalina
Perspetiva visual			
Geração (Tecnologia)	1ª	1ª	2ª
Aplicações	Produção de energia elétrica	Produção de energia elétrica	Equipamentos solares domésticos de pequena exigência energética (calculadoras, relógios, etc)
Custo de fabrico	Caro devido ao processo de cristalização.	Menor que as células de silício monocristalino.	Relativamente baixo por não requerer um processo de cristalização prévio e utilizar uma menor quantidade de material.
Eficiência de conversão módulo FV (%)	13 –21,5	13–16	7
Participação no Mercado de células FV (%)	95		3,7

3.2.3. Curvas caraterísticas das células fotovoltaicas

A curva caraterística de uma célula FV é importante para se definirem as melhores condições de funcionamento dos sistemas de produção FV [16]. A representação típica da caraterística de saída de um equipamento FV (célula, módulo, painel) denomina-se por curva de corrente/tensão (I/V) [12].

A Figura 3.2 apresenta as curvas caraterísticas corrente/tensão (I/V) e potência/tensão (P/V) de uma célula FV.

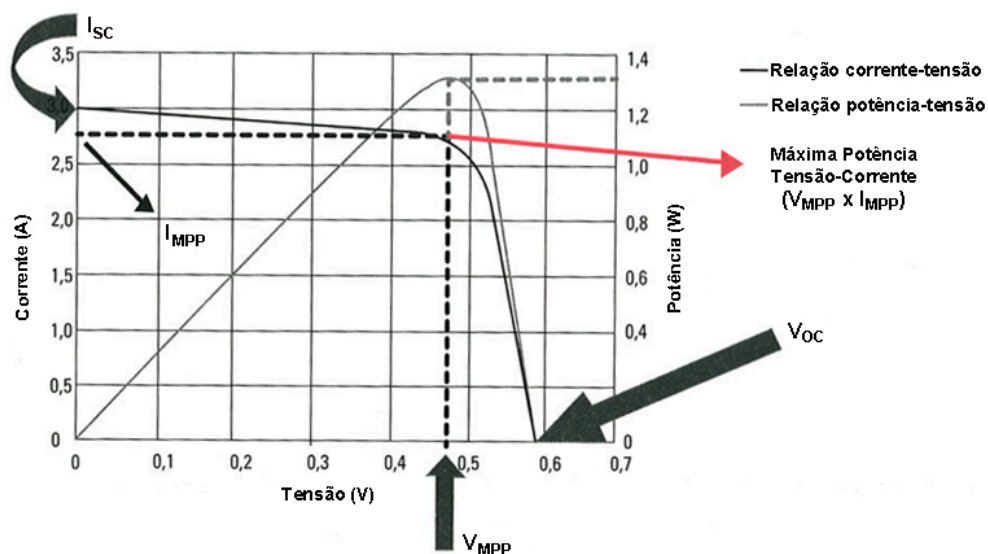


Figura 3.2 Curvas caraterísticas I/V e P/V de uma célula FV [12]

Ao analisar a curva I/V (Figura 3.2), verifica-se que a corrente mantém-se praticamente constante desde o curto-circuito ($V=0$ V) até determinado valor da resistência da carga, diminuindo então a corrente. Em circuito aberto a corrente é zero e a tensão é máxima ($V=0,6$ V) [16]. O ponto da curva I/V onde o produto destas duas grandezas é máximo, designa-se *Maximum Power Point* (MPP) e corresponde à máxima potência produzida pela célula/módulo. Os valores da tensão e corrente que causam este valor de potência máxima são V_{MPP} e a I_{MPP} [12].

Os parâmetros caraterísticos de uma célula FV são, respetivamente:

- Corrente de curto-circuito (I_{SC} para $V=0$): é o valor da corrente máxima que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e temperatura correspondentes a um valor de tensão nula e, consequentemente, potência nula;

- Tensão de circuito aberto (V_{OC} com $I=0$): é o máximo valor de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob determinadas condições de radiação e de temperatura, correspondentes a uma circulação de corrente com valor nulo e, consequentemente, potência nula;
- Potência pico (P_{MPP}): é o valor máximo de potência que se pode entregar a uma carga e corresponde ao ponto da curva no qual o produto da tensão pela corrente ($V_{MPP} \times I_{MPP}$) é máximo. Neste ponto é obtida a melhor eficiência possível do sistema;
- Corrente a máxima potência (I_{MPP}): é o valor da corrente que é entregue a uma carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo;
- Tensão a máxima potência (V_{MPP}): é o valor da tensão que é entregue à carga à máxima potência, sob determinadas condições de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo [12].

Comportamento das curvas características em função da irradiância incidente

A analogia das curvas características I/V e P/V de uma célula FV pode também ser realizada para os módulos FV (têm a mesma forma). A Figura 3.3 apresenta o comportamento da curva I/V e a Figura 3.4 o comportamento da curva P/V , em função da irradiância incidente num módulo FV. As curvas correspondem ao módulo do fabricante *Open Renewables*, com o modelo *Open 250-PQ60*, de silício policristalino de 250 Wp.

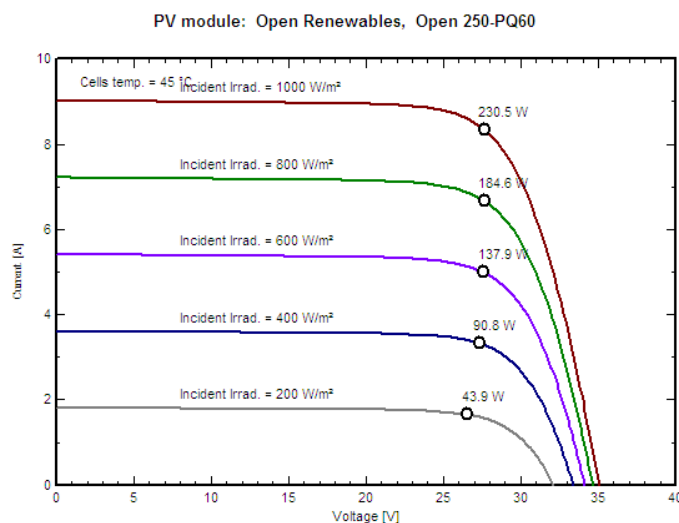


Figura 3.3 Interface (parcial) do PVSyst: Curva característica I/V de um módulo FV em função da irradiância incidente (W/m^2)

Verifica-se que a corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da irradiância incidente e vice-versa, enquanto o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da irradiância incidente (Figura 3.3). O valor da irradiância incidente tem influência direta sobre a corrente, sendo desprezável essa influência sobre a tensão.

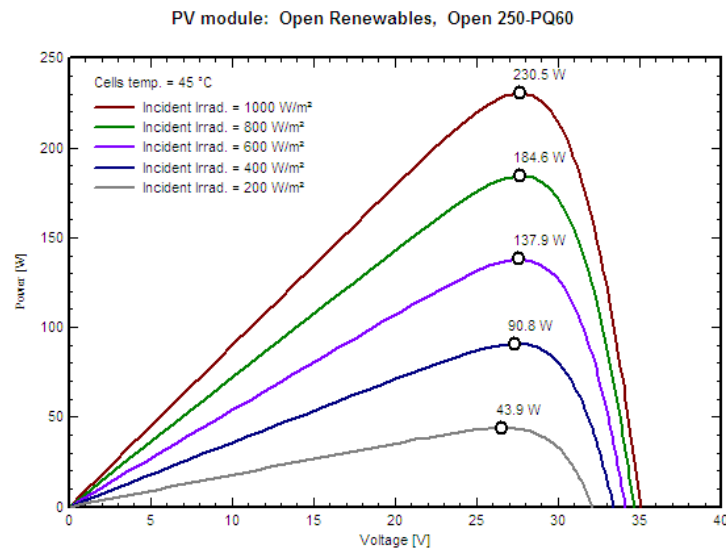


Figura 3.4 Interface (parcial) do PVSyst: Curva característica P/V de um módulo FV em função da irradiância incidente (W/m^2)

Sendo o valor da corrente dependente da irradiância incidente, por consequência também o valor da potência varia do mesmo modo (Figura 3.4).

Comportamento das curvas características em função da temperatura

A Figura 3.5 apresenta o comportamento da curva I/V e a Figura 3.6 o comportamento da curva P/V , em função da temperatura para o mesmo módulo FV.

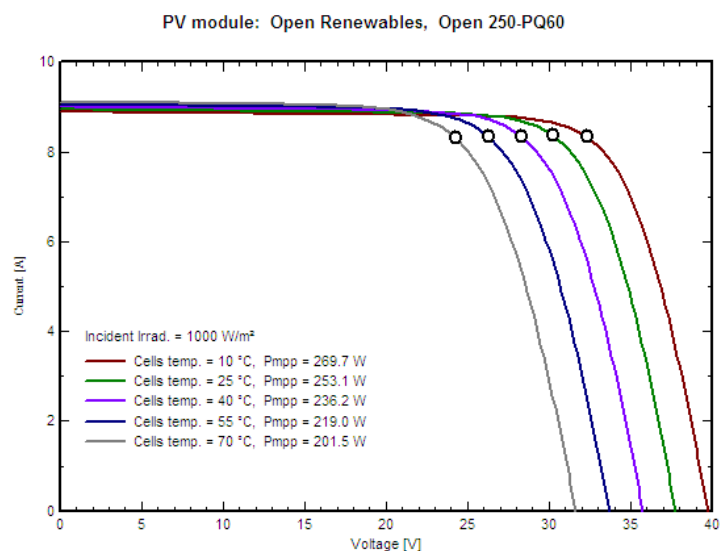


Figura 3.5 Interface (parcial) do PVSyst: Curva caraterística I/V de um módulo FV em função da temperatura (°C)

Através da Figura 3.5 verifica-se que o valor da tensão de circuito aberto diminui de forma aproximadamente linear com o aumento da temperatura e vice-versa, ao passo que o valor da corrente de curto-circuito mantém-se inalterado com a variação da temperatura. O valor da temperatura tem influência direta sobre a tensão, mas não sobre a corrente.

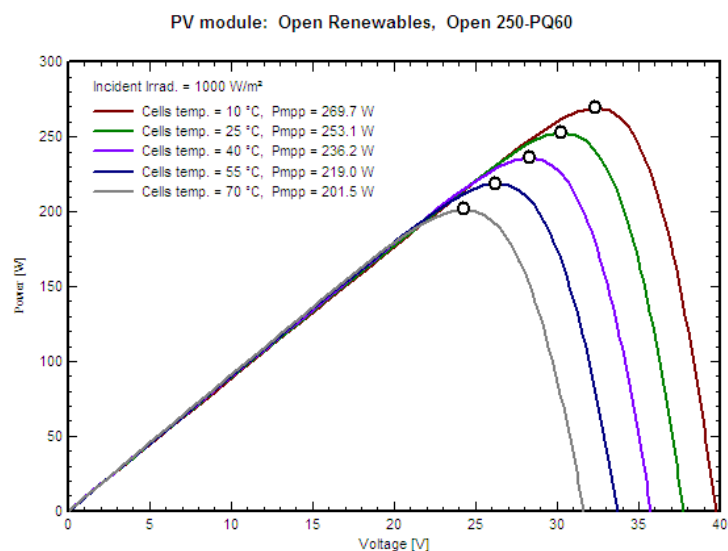


Figura 3.6 Interface (parcial) do PVSyst: Curva caraterística P/V de um módulo FV em função da temperatura (°C)

Sendo o valor da tensão dependente da temperatura, por consequência também o valor da potência varia do mesmo modo (Figura 3.6).

3.3. Caraterísticas dos módulos fotovoltaicos

Como as células FV isoladas produzem pouca energia elétrica e são extremamente frágeis e vulneráveis a agentes externos, são ligadas entre si e utilizadas/comercializadas em módulos FV. Consegue-se assim, uma estrutura compacta, manuseável e muito resistente, que protege as células FV de ruturas e dos agentes externos atmosféricos [15]. As células FV são associadas em série e/ou paralelo num módulo FV segundo os níveis de tensão e corrente pretendidos, sucedendo o mesmo no que diz respeito aos módulos FV [12].

3.3.1. Associação em série

A ligação de dois ou mais módulos FV em série produz uma tensão igual à soma da tensão individual de cada um, permanecendo a corrente igual, como se fosse um único módulo FV (Figura 3.7) [13]. Dois ou mais módulos ligados em série tomam a designação de fileira. O número máximo de módulos por fileira é definido pela tensão máxima de entrada do inversor.

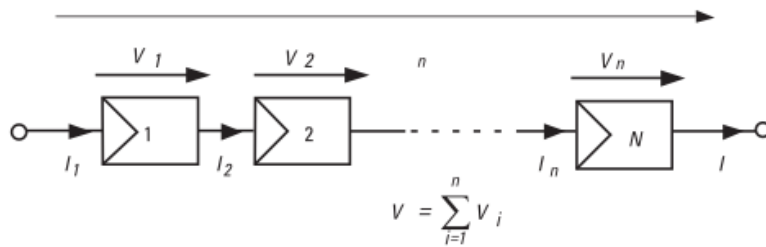


Figura 3.7 Associação de módulos em série [12]

Analisando a Figura 3.7, verifica-se que:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n . \quad (3.1)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n . \quad (3.2)$$

3.3.2. Associação em paralelo

A ligação de dois ou mais módulos FV em paralelo gera uma corrente igual à soma da corrente individual de cada um. A tensão permanece igual como se fosse um único módulo FV (Figura 3.8) [13]. O número de fileiras é definido pela corrente máxima de entrada do inversor .

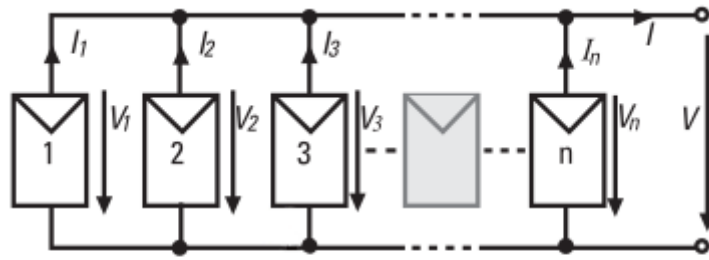


Figura 3.8 Associação de módulos em paralelo [12]

Analisando a Figura 3.8, verifica-se que:

$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n . \quad (3.3)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n . \quad (3.4)$$

3.3.3. Associação mista

Na associação mista, os módulos são ligados em série, formando fileiras, de modo a aumentar a tensão, seguindo-se a ligação das fileiras em paralelo a fim de aumentar a corrente [14]. Neste tipo de ligação, as fileiras têm de ter o mesmo número de módulos e estes têm de ter obrigatoriamente as mesmas características (tensão, corrente e potência), implicando o uso de células iguais [12].

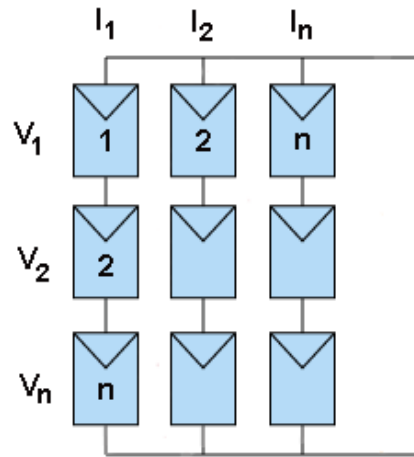


Figura 3.9 Associação de módulos mista [26]

Analisando a Figura 3.9, verifica-se que:

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n . \quad (3.5)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n . \quad (3.6)$$

3.4. Componentes de um sistema fotovoltaico

Os componentes utilizados num sistema FV dependem do tipo de aplicação a que se destinam, particularmente se é uma aplicação isolada ou com ligação à rede elétrica. A Tabela 3.2 apresenta os principais componentes de um sistema FV e uma breve descrição.

Tabela 3.2 Principais componentes de um sistema FV [23] [14]

Componente	Descrição
Módulo FV	É a fonte de energia num sistema FV, capta a radiação solar e transforma-a em eletricidade DC. Constituído por células semicondutoras capazes de gerar corrente elétrica. Possui um tempo de vida útil de 20 a 25 anos.
Painel FV	Conjunto de módulos FV ligados entre si em série e/ou em paralelo.
Baterias	Equipamento que armazena a energia elétrica DC produzida pelos módulos FV através de processos químicos. Caso a energia seja diretamente injetada na rede não há necessidade da sua utilização, visto acarretarem um elevado investimento.
Regulador de carga	Dispositivo eletrónico que regula a tensão das baterias, protege-as face a sobrecargas (solares) e descargas profundas (utilizador), prolongando a vida útil das mesmas. Assegura a monitorização e a segurança da instalação FV.
Inversor de corrente	Dispositivo eletrónico que transforma a corrente contínua (DC), proveniente dos módulos FV, em alternada (AC), para além de ajustar a frequência e a tensão eficaz ao consumo a satisfazer. Não é necessário no caso do sistema FV só fornecer energia a cargas DC.
Outros elementos	Consideram-se englobados nesta designação os disjuntores, fusíveis, terminais para interligação da cablagem e os cabos elétricos, os quais devem possuir isolamento com características de proteção e secção adequadas para não introduzir perdas.

3.5. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas FV podem ser classificados em três tipos:

- Sistemas isolados (*Off-Grid*);
- Sistemas ligados à rede (*Grid-Connected*);
- Sistema híbridos.

3.5.1. Sistemas isolados (*Off-Grid*)

Os sistemas isolados (*Off-Grid*) têm como finalidade satisfazer as necessidades de energia elétrica a instalações que se situem longe das infraestruturas de abastecimento público, onde não é economicamente viável ou desejável a presença da rede elétrica [4]. São sistemas de dimensão menor que os ligados à rede, para potências de poucos kW [10]. Estes sistemas requerem, em geral, uma forma de armazenamento da energia elétrica, uma vez que o seu período de produção, em muitas situações, não corresponde ao de consumo [4]. Na sua implementação, principalmente para sistemas de produção com alguma dimensão e com variabilidade de produção e consumos que são desconhecidos, é necessário estudar ou prever bem o diagrama de consumo de energia para que o investimento, principalmente nas baterias, não se torne exagerado ou incomportável [15].

Os principais componentes deste tipo de sistemas são, nomeadamente:

- Módulo(s) FV;
- Regulador de carga;
- Proteção DC;
- Baterias de acumuladores
- Inversor e proteção AC (caso se verifique consumo em AC);
- Carga(s) [4].

A Figura 3.10 apresenta um sistema isolado típico, as proteções (DC e AC) não estão representadas.

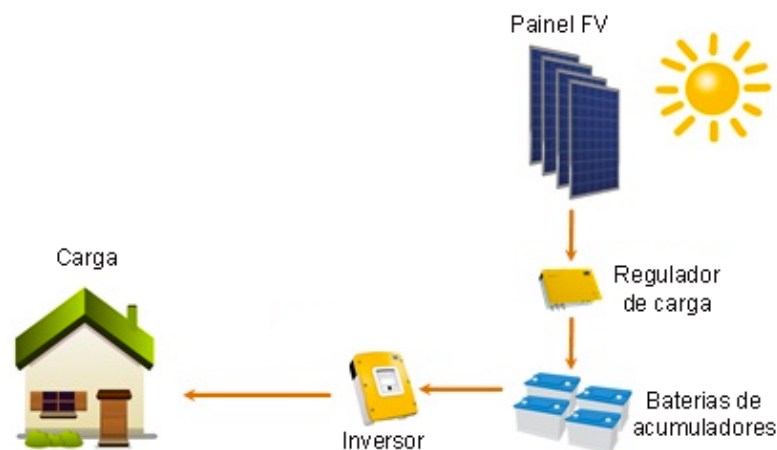


Figura 3.10 Sistema isolado típico [27]

3.5.2. Sistemas ligados à rede (*Grid-Connected*)

Os sistemas ligados à rede (*Grid-Connected*) de distribuição, em baixa tensão (BT) ou média tensão (MT), injetam a energia elétrica produzida na rede, sendo remunerados, e servem de apoio à rede elétrica. Correspondem à aplicação de energia FV que está a receber mais atenção nos últimos anos, dado o seu potencial de utilização em áreas residenciais próximas da rede elétrica. São mais simples, com menos manutenção e mais baratos para potências idênticas aos sistemas isolados pelo facto de dispensarem as baterias de acumuladores. Aproximam a produção de energia elétrica dos pontos de consumo, diminuindo as perdas devido à sua distribuição e transporte.

Estes sistemas de produção podem ser de grandes dimensões, na ordem dos MW, ou pequenos sistemas de miniprodução e microprodução. Face à legislação atual (Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de Fevereiro), a energia produzida na micro e miniprodução deve ser toda injetada na rede [16] [18].

Os principais componentes deste tipo de sistemas são, nomeadamente:

- Módulo(s) FV;
- Proteção DC;
- Inversor;
- Proteção AC;
- Contador de produção;

- Portinhola [4].

A Figura 3.11 apresenta um sistema ligado à rede típico.

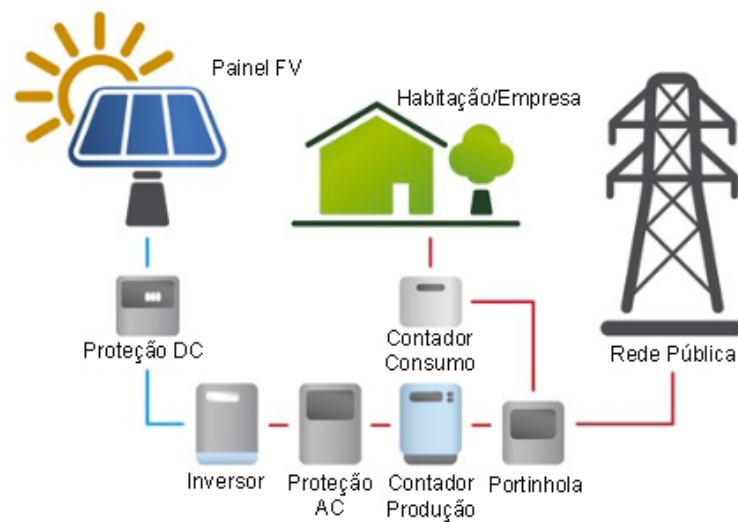


Figura 3.11 Sistema ligado à rede típico [28]

3.5.3. Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos consistem na combinação de sistemas FV com outras fontes de energia que asseguram a carga das baterias na ausência de radiação solar. As fontes de energia de auxílio podem ser a diesel, gás ou geradores eólicos. Podem ser aplicados a nível doméstico para alimentação de cargas em CA e/ou DC [12].

A Figura 3.12 apresenta um possível sistema híbrido.

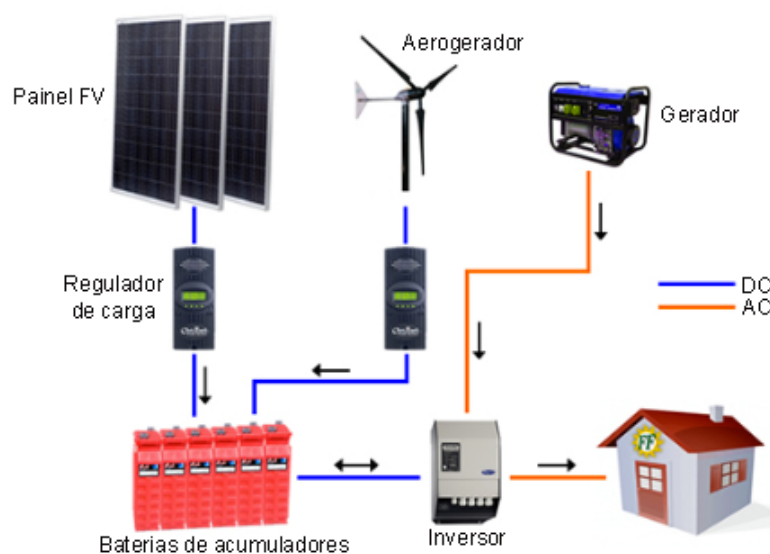


Figura 3.12 Exemplo de um sistema híbrido [29]

3.6. Enquadramento legal

A legislação é determinante na adesão, ou não, por parte das entidades à micro e à miniprodução. Caso seja favorável, incentiva a produção descentralizada de eletricidade em BT pelas entidades. No entanto é necessário criar condições para produzir mais eletricidade em BT, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis.

A micro e a miniprodução são atividades de pequena escala de produção descentralizada de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, baseadas em uma só tecnologia de produção (por exemplo, painéis fotovoltaicos), sendo reguladas:

- Microprodução – pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que procederam à sua republicação;
- Miniprodução – pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro [30].

Existem dois regimes de remuneração contemplados tanto na microprodução como na miniprodução:

- Regime bonificado;
- Regime geral.

A Tabela 3.3 representa uma comparação síntese entre a miniprodução e microprodução no regime de remuneração bonificado. São definidos os requisitos que as entidades devem possuir para cada uma dos casos.

Tabela 3.3 Comparação entre a microprodução e miniprodução no regime bonificado [29]

	Microprodução	Miniprodução
Potência máxima a instalar	3,68 kW para particulares e 11,04 kW para condomínios.	Existem 3 escalões: Escalão I: > 3,68 kW e < 20 kW; Escalão II: ≥ 20 kW e < 100 kW; Escalão III: ≥ 100 kW e ≤ 250 kW.
Acesso à atividade	Potência instalada \leq a 50 % da potência contratada.	Potência instalada \leq a 50 % da potência contratada e consumo no local de instalação \geq a 50 % da energia produzida pela unidade.
Produtor e local de instalação	O produtor tem também de ser o consumidor. Instalação apenas no local de consumo.	O consumidor ou entidades terceiras devidamente autorizadas pelo titular da instalação de consumo. Instalação no local servido pela instalação elétrica.
Acesso ao regime bonificado (durante período de 15 anos)	Coletor solar térmico com um mínimo de 2 m ² de área útil ou caldeira de biomassa com produção anual de energia térmica equivalente no local de instalação, no caso de particulares. Para condomínios é necessária a realização de uma auditoria energética.	É necessária a realização de uma auditoria energética e implementação das medidas de eficiência energética identificadas nessa auditoria, com período de retorno de 2, 3 ou 4 anos (Escalão I, II e III, respetivamente).
Potência a atribuir anualmente	11 MW para 2013. Valor atualizado anualmente mediante despacho.	30 MW, não podendo ser > a 25 % daquele valor no escalão I. Distribuição da potência pelos escalões é estabelecida mediante despacho.
Duração do contrato e tarifa de venda (tarifas válidas para 2013)	15 anos, dos quais 8 anos são remunerados a 0,196 €/kW h e 7 anos a 0,165 €/kW h. Valores atualizados anualmente mediante despacho. No fim dos 15 anos, a tarifa de venda passa a ser igual à de compra	Tarifa de referência: 0,185 €/kW h, Tarifa de referência solar: 0,151 €/kW h . Pode ser atualizada por despacho. O contrato vigora durante 15 anos a remuneração constante: Escalão I: Tarifa de referência; Escalão II e III: tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência.
Tarifa a aplicar consoante fonte de energia primária*	Solar: 100 %; Eólica: 80 %; Hídrica: 40 %; Cogeração a biomassa: 70 %.	Solar: 100 %; Eólica: 80 %; Hídrica: 50 %; Biogás e biomassa: 60 %

O regime remuneratório bonificado caduca quando o produtor comunicar ao Sistema de Registo da Microprodução (SRM) ou ao Sistema de Registo da Miniprodução (SRMini), dependendo do caso, a renúncia à sua aplicação, ou no final do período dos 15 anos de aplicação do regime.

A tarifa aplicada às pilhas de combustível com base em hidrogénio, tanto na microprodução como na miniprodução, corresponde à percentagem atribuída ao tipo de energia renovável utilizada para a produção de hidrogénio.

A Figura 3.13 apresenta a evolução das tarifas aplicadas à micro e miniprodução no regime remuneratório bonificado desde 2007 a 2013.

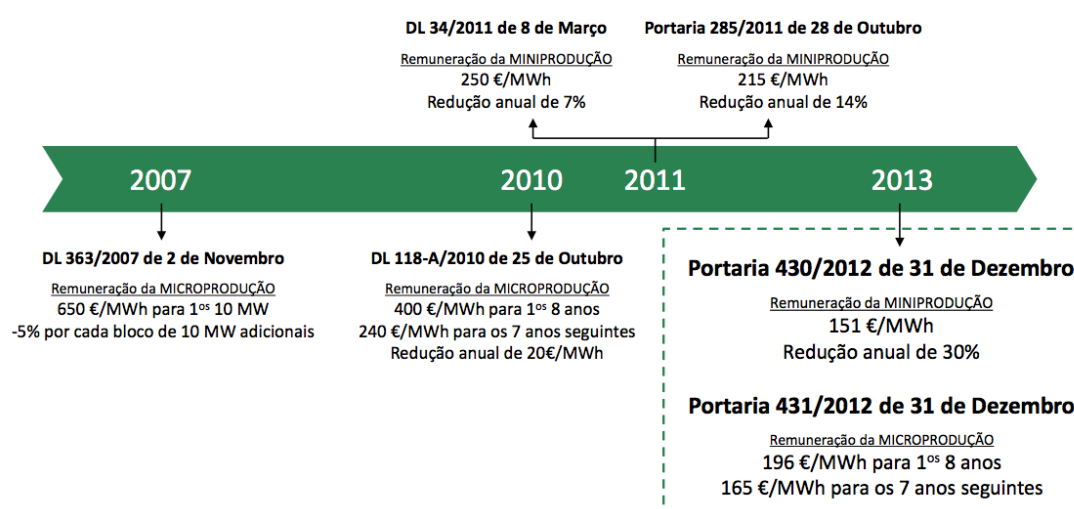


Figura 3.13 Evolução das tarifas aplicadas à micro e miniprodução no regime bonificado [31]

Verifica-se um decréscimo do valor das tarifas de 2007 a 2013, que acompanha a redução do custo da tecnologia dos sistemas FV. Este ajuste das tarifas beneficia o consumidor de eletricidade e atenua os custos para o Sistema Elétrico Nacional (SEN) [31].

No regime remuneratório geral, de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro “o produtor vende a energia por si produzida, no caso da microprodução, ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo, e, no caso da miniprodução, segundo as regras estabelecidas para a comercialização de eletricidade ao abrigo do regime ordinário de produção de eletricidade, ou seja, em condições de mercado”.

A entidade que esteja interessada na micro ou miniprodução, deve efetuar o registo na plataforma electrónica Sistema de Registo da Microprodução (SRM) ou Sistema de

Registo da Miniprodução (SRMini). Após a efetivação do registo são instalados os equipamentos necessários e procede-se à sua inspeção por parte da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), de modo a se verificar o cumprimento de requisitos de segurança, entre outros.

3.7. Manutenção de instalações fotovoltaicas

As instalações FV possuem uma baixa manutenção devido à ausência de partes móveis, combustíveis e consumíveis, contudo uma manutenção regular é essencial para manter a segurança e fiabilidade dos equipamentos, possibilitando um funcionamento constante correto e com o melhor rendimento possível. Uma boa manutenção tem como objetivos:

- Contribuir para um melhor nível de serviço, garantindo a sua segurança;
- Prolongar a vida útil de uma instalação;
- Evitar gastos desnecessários ocasionados por perdas e depreciação da instalação.

A manutenção apropriada de uma instalação FV resulta da interação, de forma complementar, dos diferentes tipos de manutenção:

- Supervisão da instalação;
- Manutenção preventiva;
- Manutenção corretiva.

Algumas operações de manutenção poderão ser efetuadas pelo utilizador da instalação (micro ou miniprodutor), enquanto que outras terão de ser realizadas por profissionais qualificados da área técnica [12] [13] [15].

3.7.1. Supervisão da instalação

A supervisão permite assegurar de uma forma periódica que os valores operacionais da instalação FV estão corretos, sendo a sua execução da responsabilidade do próprio cliente (micro ou miniprodutor). Trata-se de uma observação simples dos parâmetros funcionais (energia produzida, tensões, correntes, e outros) de modo a verificar o correto

funcionamento da instalação e, caso seja necessário, do procedimento da limpeza dos módulos FV.

O funcionamento da instalação FV é confirmado pelo registo ou recolha de dados da energia produzida (leitura do contador), horas de trabalho, entre outros aspetos. A verificação de uma diferença significativa na produção de uma instalação FV em relação a um estudo precedente corresponde a um indicador de problemas. As faturas emitidas pelo distribuidor de eletricidade devem ser objeto de acompanhamento e análise, de forma a comprovar a sequência de produção e consequente funcionamento do sistema FV.

A limpeza evita que a sujidade sobre a cobertura transparente do módulo reduza o seu rendimento ou, em uma situação mais extrema, que ocorra a produção de efeitos similares aos produzidos pelos sombreamentos. Quanto mais opaco o resíduo maior a intensidade do efeito. A sujidade, em muitas situações, pode ser reduzida ao mínimo pela ação da chuva. No uso de detergentes deve-se assegurar que não haja danificação dos materiais. A limpeza deve ser efetuada segundo a necessidade, ou seja, consoante a quantidade de sujidade existente.

3.7.2. Manutenção preventiva

A manutenção preventiva tem como principal objetivo prevenir a ocorrência de avarias, evitando a manutenção corretiva. A prevenção baseia-se na definição das atividades necessárias para impedir que os equipamentos possam avariar e consequentemente que ocorra interrupção na produção da instalação FV. Os dados obtidos por intervenções de lubrificação, calibrações e substituições periódicas habituais, limpezas, verificações e análises dos elementos, são fundamentais na prevenção de possíveis futuras paragens do sistema de produção de energia. Este tipo de manutenção deve ser realizado por um técnico qualificado.

3.7.3. Manutenção corretiva

Este tipo de manutenção é de gravidade superior aos restantes tipos, dado que a falha que ocorre na instalação a obriga a estar parada durante o período de resolução do problema. Tem como objetivo a eliminação da falha o mais rapidamente possível através da reparação ou substituição do elemento avariado. Caso a reparação não possa ser realizada no local, os equipamentos terão de ser reparados nas instalações da empresa instaladora.

Até à validade do contrato de manutenção, os custos económicos da manutenção corretiva estão incluídos. Pode ou não estar incluída a mão de obra necessária e os equipamentos de substituição. Este tipo de manutenção é normalmente mais dispendioso do que a manutenção preventiva [12] [15].

A Figura 3.14 apresenta um módulo FV danificado.

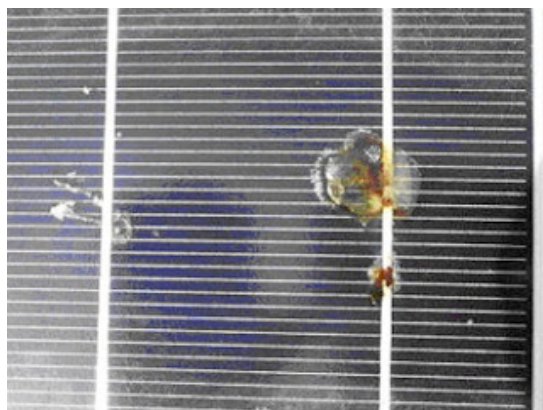


Figura 3.14 Módulo FV danificado [32]

3.8. Vantagens e desvantagens da energia FV

A Tabela 3.4 lista algumas das vantagens e desvantagens da energia FV, onde se incluem questões técnicas e não técnicas.

Tabela 3.4 Vantagens e desvantagens da energia FV [4] [22]

Vantagens: <ul style="list-style-type: none">• Fonte de energia vasta e amplamente acessível;• Sem emissões de combustão ou outros resíduos radioativos (não contribui sensivelmente para a mudança climática global ou a poluição do ar/água);• Baixos custos operacionais (fonte primária gratuita);• Ausência de partes móveis (não há desgaste);• Funcionamento à temperatura ambiente (sem corrosão de alta temperatura ou questões de segurança);• Elevada fiabilidade dos módulos FV (garantias superiores a 30 anos);• Fácil previsão da produção anual;• Modular (incrementos pequenos ou grandes);• Possibilidade de integração nas estruturas de edifícios novos ou existentes;• Pode ser instalada rapidamente em quase qualquer ponto de uso;• Matéria-prima, utilizada nos módulos, abundante (caso do silício).
Desvantagens: <ul style="list-style-type: none">• A radiação solar é uma energia com relativa baixa densidade;• Elevados custos iniciais;• Produção horária ou diária imprevisível;• Inexistência de um modo de armazenamento de energia eficiente e económico;• No processo de fabrico são geradas substâncias nocivas para o ambiente;• Consumo significativo de energia no processo de fabrico.

3.9. Conclusões

As células FV fabricadas a partir de silício são as mais utilizadas/comercializadas, sendo as monocristalinas as de maior eficiência de conversão da radiação solar em eletricidade e também as que apresentam um custo de fabrico mais elevado. O silício tem sido uma escolha comum devido às suas características de absorção possuírem uma boa correspondência com o espectro solar e o seu custo de fabrico ser menor do que o de outros possíveis materiais semicondutores.

Através das curvas características I/V e P/V consegue-se averiguar como as condições ambientais, nomeadamente a radiação e a temperatura, afetam a corrente e a tensão de saída dos módulos FV. Verifica-se que a corrente varia com a radiação e a tensão com a temperatura.

Os módulos FV são, salvo raras exceções, ligados em série e em paralelo de modo a perfazer os níveis de tensão e de corrente pretendidos. Esta característica modular permite que se possam obter desde instalações com potência de poucos kW até parques FV de vários MW.

Os sistemas FV podem ser isolados, ligados à rede ou híbridos. Os sistemas isolados são de grande interesse em locais onde não existe rede elétrica, sendo para a mesma potência mais dispendiosos que os ligados à rede, devido à necessidade de utilizar baterias de acumuladores para armazenar a eletricidade produzida. Quanto aos sistemas ligados à rede, injetam toda a sua produção de eletricidade na rede elétrica e necessitam de menos manutenção que os isolados. Uma grande vantagem destes sistemas é aproximar a produção de energia elétrica dos pontos de consumo, diminuindo as perdas devido à sua distribuição e transporte. Por sua vez, os sistemas híbridos resultam da combinação de sistemas FV com outras fontes de energia.

A legislação aplicada aos sistemas FV é determinante na adesão ou não por parte dos investidores. Deve defender os interesses tanto do produtor/vendedor de energia elétrica como do comprador.

Em regra, as instalações FV necessitam de pouca manutenção, sendo que a sua execução contribui para um melhor nível de serviço, prolonga a vida útil de uma instalação e evita gastos desnecessários ocasionados por perdas e depreciação da instalação.

A energia elétrica possui um vasto leque de vantagens, mas também algumas desvantagens onde se destacam os elevados custos iniciais e a inexistência de um modo de armazenamento de energia eficiente e económico.

A compreensão dos conceitos expostos neste capítulo é de interesse para a componente prática do presente trabalho.

4. Caso de estudo: Dimensionamento de uma central de miniprodução fotovoltaica para uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios

4.1. Introdução

Neste capítulo será efetuado o dimensionamento de um sistema de miniprodução fotovoltaica (FV), com ligação à rede elétrica, em uma exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios, com consumo energético devido a duas ordenhas diárias.

O dimensionamento foi realizado através do software PVSyst versão 6.07.

O dimensionamento do sistema FV com ligação à rede foi dividido nas seguintes etapas:

- Características do local e do projeto;
- Seleção dos módulos FV;
- Seleção do inversor;
- Definição da potência de ligação à rede elétrica da unidade de miniprodução.

Estas etapas abordam o que têm em comum as diferentes hipóteses de sistemas FV considerados neste dimensionamento, como o local de implementação, os módulos FV e o inversor selecionados. Ou seja, as condições meteorológicas, a potência do painel FV e do inversor não se alteram. As diferentes hipóteses de sistemas FV distinguem-se mediante a opção de estrutura de fixação utilizada. Foram estudadas quatro hipóteses, nomeadamente:

- Sistema FV fixo sem inclinação adicional;
- Sistema FV fixo com inclinação adicional (angular);
- Sistema FV de um eixo;
- Sistema FV de dois eixos.

4.2. Software PVSyst

Este software disponibiliza três níveis de estudo de sistemas FV, correspondendo a três fases distintas no desenvolvimento de um projeto real, nomeadamente:

- Conceção preliminar, com vista ao pré-dimensionamento de um projeto;
- Conceção de projeto, que tem como objetivo desenhar um sistema de forma exaustiva utilizando simulações horárias detalhadas;
- Análise de dados medidos, que permite a monitorização de um sistema em funcionamento a partir da importação de dados medidos.

O programa possibilita simular diferentes tipos de projetos, nomeadamente sistemas ligados à rede, isolados, dedicados à bombagem de água e ligados a uma rede de

distribuição em corrente contínua (DC). Inclui uma base de dados com informação meteorológica horária e permite especificar determinadas condições particulares, designadamente a orientação dos módulos e a existência de sombreamentos. Quanto aos equipamentos, o programa inclui uma base de dados de painéis FV, baterias, inversores e reguladores, sendo possível alterar as características destes, caso se considere necessário [23].

O software PVSyst é uma ferramenta que se justifica no dimensionamento de sistemas FV, dado possuir uma boa interação com o utilizador e uma base de dados extremamente completa, tanto a nível de dados meteorológicos como de componentes que constituem o sistema FV.

4.3. Caraterísticas do local e do projeto

Começou-se por seleccionar a localização do projeto para a Ilha Graciosa, Açores. O PVSyst inclui uma base de dados meteorológica (Meteonorm 6.1 ou NASA-SSE) que através de um mapa interativo possibilita importar dados meteorológicos, bastando simplesmente indicar o endereço ou as coordenadas do local desejado (Figura 4.1).

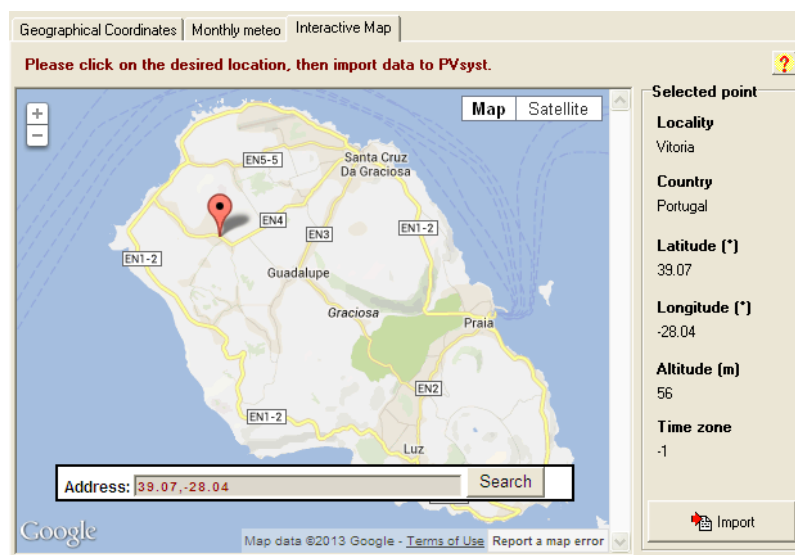


Figura 4.1 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de localização geográfica, mapa interativo

São obtidos os valores médios mensais e anuais da irradiação global, irradiação difusa, temperatura ambiente e velocidade do vento.

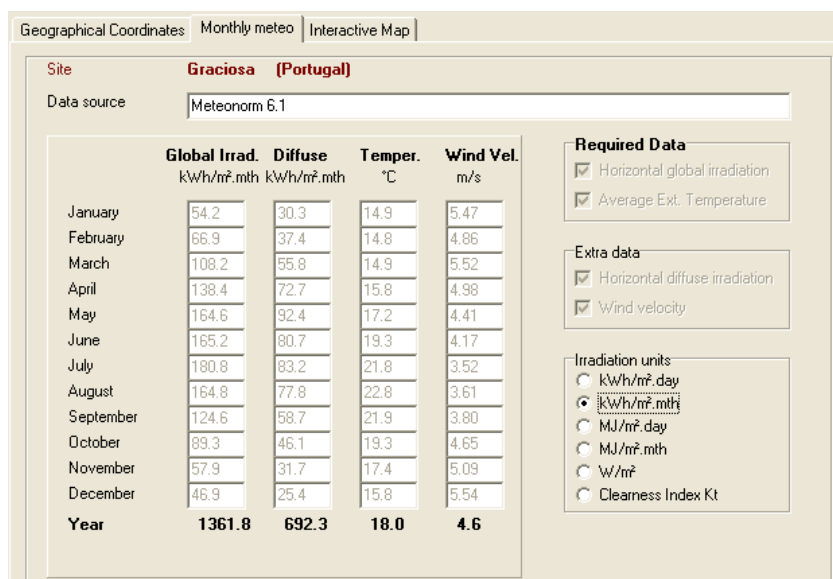


Figura 4.2 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de localização geográfica, meteorologia mensal

Através da Figura 4.2 verifica-se que a irradiação global média anual para o local selecionado é de 1.361,8 kWh/m², sendo a máxima em julho com 180,8 kWh/m² e a mínima em dezembro com 46,9 kWh/m². A irradiação difusa média anual representa 692,3 kWh/m², sendo máxima em maio com 92,4 kWh/m² e mínima em dezembro com 25,4 kWh/m². Quanto à temperatura ambiente, o valor médio anual é 18 °C, ocorrendo a temperatura média máxima em agosto de 22,8 °C e a temperatura média mínima em fevereiro de 14,8 °C. A Ilha Graciosa possui um clima temperado húmido com verão temperado que ocorre em regiões afastadas das grandes massas continentais, chamado de clima oceânico ou clima temperado marítimo [33].



Figura 4.3 Percurso solar no dia 21 de Junho de 2013 [34]

A Figura 4.3 representa o percurso solar no local de implementação do projeto no dia 21 de junho de 2013, que corresponde ao período em que a altura solar é máxima. Através das

linhas a amarelo verifica-se que a distância percorrida pela radiação solar é maior no início e no final do dia. A área a amarelo corresponde à soma de todos os percursos solares efetuados durante um ano, sendo a linha a preto por baixo dessa área correspondente ao dia 21 de dezembro de 2013, período em que a altura solar é mínima. Esta área é de extrema importância dado que retrata o tempo/período em que o recurso solar está disponível.

Os sistemas FV fixos, sem e com inclinação, têm como local de instalação o telhado de um edifício da exploração agrícola direcionada à indústria de laticínios onde se encontram o escritório, a casa de banho e um armazém/garagem. O telhado é composto por vigas de aço com perfil em H e por placas sanduíche – duas placas metálicas exteriores com isolamento interior [35]. No caso dos sistemas FV com um e dois eixos, o local de instalação é uma área de terreno disponível na proximidade do mesmo edifício.

Não existindo obstáculos e sendo a vegetação rasteira no local de implementação, neste dimensionamento não são considerados sombreamentos nos módulos FV.

4.4. Seleção dos módulos FV

A escolha dos equipamentos a utilizar começa com a introdução do valor da potência máxima do sistema FV ou com o valor da área disponível, sendo este o valor de partida para a simulação do projeto. A potência máxima definida para o sistema FV é de 11,5 kWp, sendo necessária uma área de aproximadamente 75 m² (Figura 4.4). Este valor corresponde somente à área superficial do número de módulos necessários para perfazer a potência desejada, não englobando a distância entre os módulos a qual varia consoante o modo como são dispostos. A distância mínima entre os módulos é de, pelo menos, 1 cm de modo a permitir a expansão térmica do caixilho de alumínio [36], tendo sido definida para este projeto uma distância de 2 cm o que implica que a área necessária para a disposição dos módulos seja superior à apresentada. No ponto 4.5 Seleção do inversor, é explicada a razão do sobredimensionamento da potência conjunta dos módulos, e consequente subdimensionamento do inversor.

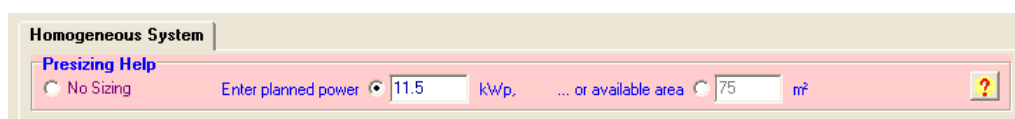


Figura 4.4 Interface (parcial) do PVSyst: Introdução da potência (DC)

Depois de inserida a potência máxima do sistema FV segue-se a seleção do módulo a utilizar. A diversidade de opções de módulos existentes no mercado é enorme, mas nem todos respeitam as normas e, por consequência, esses não estão certificados. Na escolha do módulo é necessário ter em atenção alguns fatores, nomeadamente:

- A eficiência do módulo FV – quanto maior for o valor da eficiência, menor é a área ocupada por kW produzido;
- O coeficiente térmico – a alteração de parâmetros elétricos com a variação de temperatura. Um valor baixo permite obter potências mais elevadas a altas temperaturas;
- A qualidade – possuir o carimbo de certificação, garantindo que foi construído segundo as normas. O próprio fabricante, por norma, é um fator que influencia a escolha;
- O tipo de célula solar – pode ser monocristalina, policristalina ou de película fina (silício amorfo) [12] [23].

Considerando os fatores acima citados, foi selecionado um módulo do fabricante *Open Renewables*, modelo *Open 250-PQ60*, de silício policristalino de 250 Wp (Figura 4.5).

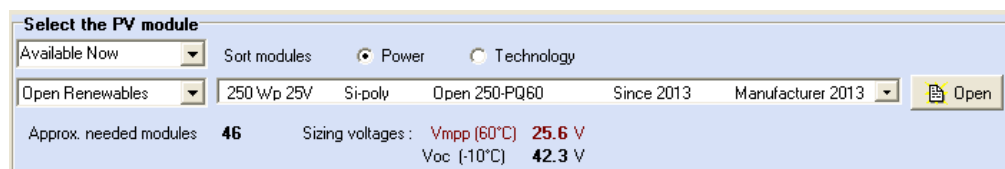


Figura 4.5 Interface (parcial) do PVSyst: Seleção do tipo de módulo FV (*Open 250-PQ60*)

Verifica-se que de modo a perfazer a potência máxima de 11,5 kWp são necessários 46 módulos. No módulo, o valor de tensão no ponto de potência máxima (V_{MPP}) à temperatura de 60 °C corresponde a 25,6 V e o valor de tensão em circuito aberto (V_{oc}) à temperatura de -10 °C é 42,3 V. O valor de tensão varia inversamente com a temperatura.

Basic data		Additional Data		Model parameters		Sizes and Technology		Commercial		Graphs	
Model		Open 250-PQ60		Manufacturer		Open Renewables					
File name		Open_Renewables_250-PQ60.P		Data source		Manufacturer 2013					
Nom. Power		250 Wp		Tol. +/-		0.0 3.0 %		Technology		Si-poly	
(at STC)											
Manufacturer specifications or other Measurements											
Reference conditions:		GRef		1000 W/m ²		TRef		25 °C			
Short-circuit current		Isc		8.950 A		Open circuit Voc		37.75 V			
Max Power Point:		Impp		8.450 A		Vmpp		29.90 V			
Temperature coefficient		mulsc		3.6 mA/°C		Nb cells		60 in series			
		or mulsc		0.040 %/°C							
Internal model result tool											
Operating conditions		GOper		1000 W/m ²		TOper		25 °C			
Max Power Point:		Pmpp		253.1 W		Temper. coeff.		-0.44 %/°C			
		Current Impp		8.36 A		Voltage Vmpp		30.3 V			
		Short-circuit current Isc		8.95 A		Open circuit Voc		37.8 V			
Efficiency		/ Cells area		N/A %		/ Module area		15.43 %			
Model summary											
Main parameter		R shunt		300 ohm		Rsh(G=0)		1200 ohm			
R serie model		0.30 ohm		R serie max.		0.43 ohm		R serie apparent		0.49 ohm	
Model parameters											
Gamma		1.11		IoRef		3 nA		muVoc		-133 mV/°C	
								muPMax fixed		-0.44 %/°C	

Figura 4.6 Interface (parcial) do PVSyst: Caraterísticas elétricas do módulo FV *Open 250-PQ60*

A Figura 4.6 disponibiliza algumas caraterísticas elétricas do módulo selecionado. Nas condições de referência, *Standard Test Conditions* (STC), – radiação incidente (G') de 1.000 W/m² e temperatura ambiente (θ') de 25 °C [37] – o módulo possui uma eficiência de 15,43 % e um coeficiente térmico de -0,44 %/°C.

Estes dois fatores são fundamentais na escolha do módulo e possuem valores que se equiparam com os módulos de silício monocristalino, pelo que são considerados os de maior eficiência no mercado atual, apesar do selecionado ser de silício policristalino.

No que respeita à qualidade, o desempenho de cada módulo é testado em fábrica, com referência em módulo calibrado pela *TÜV Rheinland* – é uma multinacional de origem alemã, líder na prestação de serviços de inspeções e certificações [38]. Cada módulo possui 60 células de 15,24 cm ligadas em série, policristalinas de alta qualidade fabricadas na Alemanha, com vidro de 4 mm de espessura, de elevada transmissão energética e que oferece proteção adicional contra elementos naturais, com perfil de 3ª geração, produzido em alumínio de alta qualidade resistente à torção e à corrosão.

Todos os módulos são testados utilizando eletroluminescência. Estes módulos são fabricados em unidade industrial certificada conforme a ISO9001:2008 (Sistemas de gestão da qualidade), ISO14001:2012 (Sistemas de gestão ambiental) e OSHAS18001:2007 (Sistemas de gestão da segurança e saúde do trabalho). São desenvolvidos e produzidos para atender às exigências da norma IEC 61215 (Qualificação de design e homologação de tipo – silício cristalino terrestre) e IEC 61730 (Qualificação de segurança). O fabricante dá

a garantia de 10 anos sobre materiais e defeitos de fabrico, 90 % de potência nominal por 10 anos e 80 % de potência nominal por vinte e cinco anos [39].

4.5. Seleção do inversor

Para o projeto em causa optou-se por utilizar apenas um inversor, dado que a potência reduzida do sistema FV não justifica a utilização múltipla. Para potências mais elevadas é frequente utilizarem-se vários inversores, fazendo com que a soma da sua potência perfaça a potência total da instalação [12] – a utilização de vários inversores permite o funcionamento no modo “mestre” e “escravo”, onde permutam periodicamente de funções (rotação de papéis). A principal vantagem desta configuração é em menores níveis de irradiação apenas operar um inversor (o mestre), resultando em uma maior eficiência global do sistema, particularmente nos intervalos de baixa potência (os inversores utilizados têm de permitir este tipo de funcionamento) [23].

O inversor escolhido é do fabricante Danfoss, modelo TLX 10k de 10 kW (Figura 4.7).

Select the inverter

Available Now Sort inverters by: ☐ Power ☐ Voltage (max) ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz

Danfoss 10 kW 250 - 800 V TL 50 Hz TLX 10K Since 2008

Nb. of inverters: 1 ☐ Use multi-MPPT feature Operating Voltage: 250-800 V Global Inverter's power: 10.0 kWac Input maximum voltage: 1000 V **Inverter with 3 MPPT**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 23 ☒ should be between 10 and 23

Nbre strings: 2 ☒ only possibility 2

Overload loss: 0.0 %

Pnom ratio: 1.15

Nb. modules: 46 Area: 75 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C): 588 V
Vmpp (20°C): 712 V
Voc (-10°C): 973 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

Impp (STC): 16.7 A
Isc (STC): 18.1 A
Isc (at STC): 17.9 A

☐ Max. in data ☒ STC

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 10.3 kW

Array nom. Power (STC): 11.5 kWp

The Array maximum power is greater than the specified Inverter maximum power. (Info, not significant)

Figura 4.7 Interface (parcial) do PVSystem: Seleção do tipo de inversor (Danfoss TLX 10K)

Posteriormente à seleção do inversor e através da combinação deste com os módulos FV escolhidos, o PVSystem indica que os 46 módulos só podem ser distribuídos por 2 fileiras, podendo cada uma variar entre 10 a 23 módulos em série. Este facto deve-se ao inversor possuir uma tensão mínima e máxima de funcionamento a ser respeitada. De modo a utilizar os 46 módulos (11,5 kWp), optou-se pela configuração de 23 módulos em série por cada fileira. Verifica-se que neste dimensionamento a potência do inversor é inferior à potência do painel FV ($P_{INV\ DC} (10\ kW) < P_{FV\ DC} (11.5\ kWp)$). A razão deve-se ao facto da eficiência do inversor ser relativamente baixa para as gamas de potência operacionais

inferiores a 10 % da potência nominal. Na realidade a potência operacional dos sistemas FV é, habitualmente, cerca de 50 % da potência nominal [23].

De modo a aumentar a eficiência global anual do sistema, recorre-se ao subdimensionamento do inversor e, consequente, sobredimensionamento do painel FV, prática que é corrente pelos instaladores.

Na Figura 4.8 a área a amarelo representa o ganho de energia de um sistema FV com maior potência do conjunto dos módulos FV em relação à potência do inversor, em oposição a um sistema FV com potência do conjunto dos módulos FV igual à potência do inversor. A área a vermelho corresponde às perdas que resultam desta medida, contudo estas perdas num sistema FV bem dimensionado são menores que os ganhos. A área a tracejado representa o aproveitamento comum às duas opções.

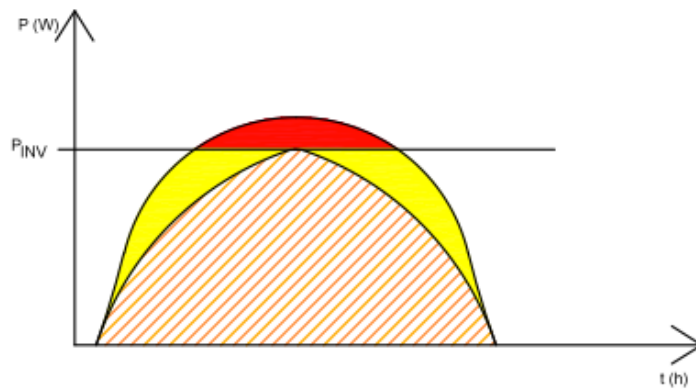


Figura 4.8 Aproveitamento de energia num sistema FV

Ao subdimensionar o inversor é fundamental ter em conta o seu comportamento em caso de sobrecarga, de forma a assegurar as condições mínimas de segurança. O desvio que ocorre em relação ao rácio entre a potência do painel FV ($P_{FV\ DC}$) e a potência do inversor ($P_{INV\ DC}$) de 1:1, tem que estar compreendido no intervalo de potência entre $0,7P_{FV\ DC} < P_{INV\ DC} < 1,2P_{FV\ DC}$.

$$0,7 \times 11,5 < P_{INV\ DC} < 1,2 \times 11,5 . \quad (4.1)$$

$$\Leftrightarrow 8,05 < P_{INV\ DC} < 13,8 .$$

Como a $P_{INV\ DC}$ é de 10 kW encontra-se no intervalo, respeitando assim a condição estabelecida pela expressão matemática (4.1). Outra condição fundamental, é em nenhum momento poder ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor. A tensão em circuito aberto (V_{OC}) de cada módulo nas condições de referência STC é 37,75 V, que ao

ligar 23 em série perfaz 868,25 V (23 módulos×37,75 V), como a tensão máxima de entrada do inversor é 1.000 V esta condição também é respeitada (868,25 V<1.000 V) [23]. Para a pior situação possível, que corresponde à tensão de circuito aberto (V_{OC}) a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, a tensão corresponde a 973 V (Figura 4.7), não sendo atingido, mesmo assim, o valor de 1.000 V.

Contudo, esta situação nunca ocorrerá devido à temperatura mínima no local de implementação do projeto nunca atingir o valor de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. A temperatura mínima registada na Ilha Graciosa é de $7,9\text{ }^{\circ}\text{C}$, para uma probabilidade acumulado de ocorrência de 1 % [40] – “as diferentes probabilidades de ocorrência: 1 %, 2,5 %, 5 % e 10 %, correspondem aos valores de temperatura que não serão excedidos em, respetivamente, 22, 54, 108 e 216 horas” [41].

Em relação à corrente de entrada do inversor existem duas entradas de 12 A cada, onde, em cada uma, será ligada uma fileira [42]. A corrente de curto-circuito (I_{SC}) é de 8,95 A em cada fileira, não sendo ultrapassada a corrente máxima de entrada do inversor.

Main parameter		Efficiency curve	Additional parameter	Sizes	Commercial
Model	TLX 10K				
File name	Danfoss TLX 10K.OND				
Manufacturer	Danfoss				
Data source	Manufacturer 2008				
Input side (DC PV field)					
Minimum MPP Voltage	250 V				
Min. Voltage for PNom	N/A V				
Nominal MPP Voltage	700 V				
Maximum MPP Voltage	800 V				
Absolute max. PV Voltage	1000 V				
Power Threshold	50.0 W				
Contractual specifications, without real physical meaning					
Nominal PV Power	10.3 kW				
Maximum PV Power	12.0 kW				
Maximum PV Current	30.0 A				
Output side (AC grid)					
Type	Monophased				
	Triphased				
	Biphased				
Frequency	50 Hz				
	60 Hz				
Grid Voltage	400 V				
Nominal AC Power	10.0 kW				
Maximum AC Power	10.0 kW				
Nominal AC current	14.7 A				
Maximum AC current	14.7 A				
Efficiency					
Maximum efficiency	98.0 %				
EURO efficiency	97.0 %				
Efficiency defined for 3 voltages					

Figura 4.9 Interface (parcial) do PVSyst: Caraterísticas elétricas do inversor TLX 10K

Do lado de entrada (DC) o inversor funciona entre a tensão de 250 V a 800 V, sendo a tensão nominal de 700 V e a tensão máxima absoluta de 1000 V. Do lado de saída (AC) o inversor possui uma potência nominal e máxima de 10 kW, esta caraterística é responsável pela limitação da potência que a instalação de miniprodução pode fornecer à rede. A corrente nominal e máxima é 14,7 A por fase. Trata-se de um inversor trifásico, de 50 Hz e 400 V de tensão de saída. Tem uma eficiência máxima de 98 % e uma “eficiência

Europeia” de 97 % (Figura 4.9), esta última é uma eficiência operacional média sobre uma distribuição de energia anual correspondendo ao clima da Europa central, mais concretamente ao clima de Ispra na Itália. Atualmente este indicador está referenciado em quase todos os *datasheets* dos inversores [43].

O inversor selecionado está englobado na listagem de inversores para a microprodução e miniprodução disponível no portal Renováveis na Hora (www.renovaveisnagora.pt), com o certificado número 11-067-01, válido até 25 Outubro de 2016 [30].

4.6. Definição da potência de ligação à rede elétrica da unidade de miniprodução

O miniprodutor possui um contrato com a empresa de fornecimento de eletricidade, neste caso com a Eletricidade dos Açores (EDA), com uma potência contratada de 20,70 kVA em baixa tensão normal (BTN). De acordo com a legislação em vigor, Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de Fevereiro, a miniprodução não pode exceder 50 % da potência contratada para consumo com o comercializador, ou seja, a unidade de miniprodução não pode produzir e injetar na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) mais de metade da potência contratada para a instalação de consumo. Face ao exposto, a potência máxima a injetar na RESP é de 10,35 kW, pelo que, para o projeto em estudo foi definida a potência de 10 kW.

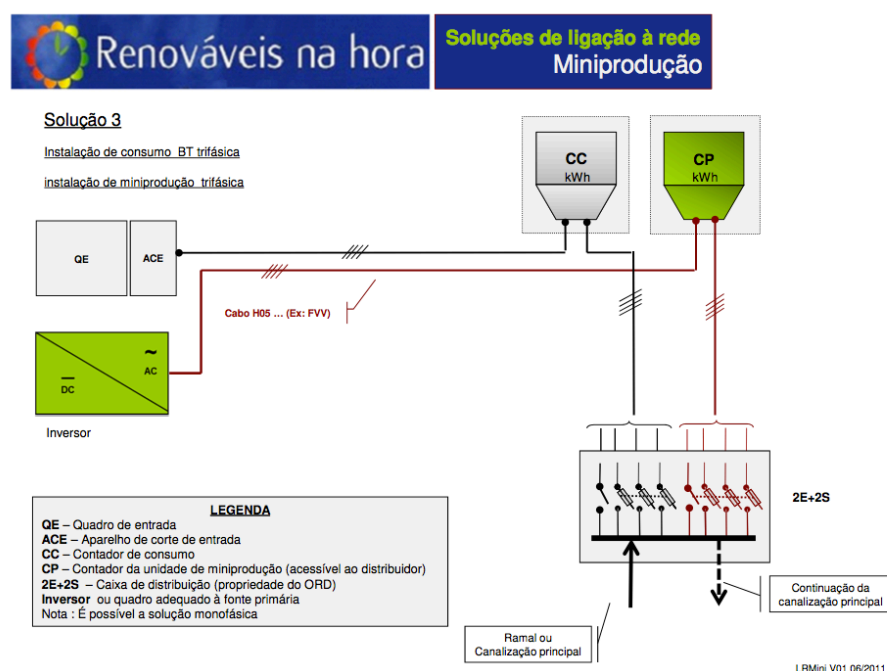


Figura 4.10 Esquema de ligação à rede da instalação de miniprodução [44]

A Figura 4.10 corresponde à solução de ligação à rede da instalação de miniprodução, disponível no portal Renováveis na Hora, que se adequa à situação em causa, onde a instalação de consumo é em BT trifásica e a instalação de miniprodução é também trifásica. Para a potência do sistema FV em estudo e para potências superiores, em regra, as instalações de miniprodução são sempre trifásicas. São necessários dois contadores, um de consumo e outro da unidade de miniprodução.

4.7. Sistema FV fixo sem inclinação adicional

Embora o edifício não se encontre exatamente orientado a sul, nesta primeira análise o dimensionamento será realizado com a estrutura de fixação do sistema FV fixo sem inclinação adicional, correspondendo à situação de instalação mais simples de implementação.

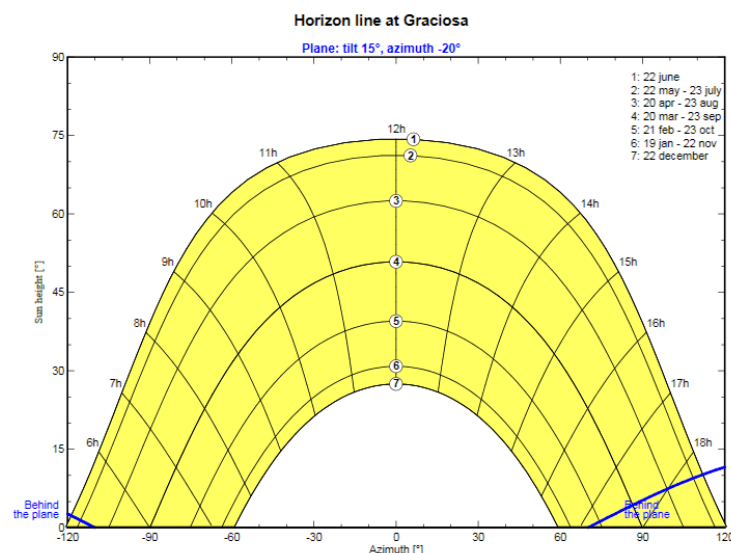


Figura 4.11 Percorso solar em função do azimute na Graciosa (inclinação 15°, azimute -20°)

Para que o sistema FV fixo sem inclinação fique com a orientação do edifício, o azimute correspondente é de -20° e, como nesta situação, o tipo de suporte é reto, a inclinação dos módulos é a mesma do telhado, que corresponde a 15° . Na Figura 4.11, a área abaixo da linha azul encontra-se atrás do plano (*behind the plane*), isto é, o sistema FV com a inclinação de 15° e azimute de -20° não tira proveito deste período solar.

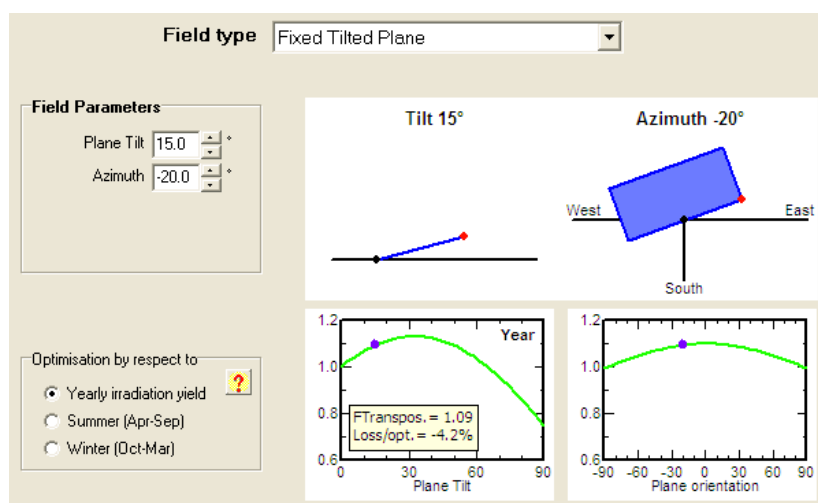


Figura 4.12 Interface (parcial) do PVSyst: Orientação dos painéis para o sistema fixo sem inclinação adicional

Verifica-se que para esta posição dos módulos, inclinação 15° e azimute -20° , as perdas em relação à posição ótima são de 4,2 % e o fator de transposição é 1,09 (Figura 4.12). Trata-se do fator de correção que pode mudar com a orientação e a inclinação dos módulos FV, este fator dá informações importantes sobre a quantidade de radiação captada pelos módulos FV, mas não representa o aumento real de energia produzida pelo sistema FV [45]. O fator de transposição é obtido pelo cociente entre a irradiação global incidente (GlobInc) no plano coletor pela irradiação global horizontal (GlobHor), como se explicita na equação 4.2 [43].

$$\text{Fator de transposição} = \frac{GlobInc}{GlobHor} \quad (4.2)$$

A otimização dos valores é realizada em relação a dados de produção de irradiação anuais.

Após a seleção dos módulos, do inversor e da compatibilidade entre estes, definido o sistema de suporte e a orientação dos módulos, foi efetuada a simulação do projeto obtendo-se os valores representados na Figura 4.13.

Simulation parameters			
Project	Grid-Connected Project at Graciosa	System	
Site	Graciosa	PV modules	Open 250-PQ60
System type	Grid-Connected	Nominal Power	11.5 kWp
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)	MPP Voltage	30.3 V
		MPP Current	8.4 A
		Inverter	TLX 10K
		Inv. unit power	10.0 kW
		Nb. of inv.	1
Main results			
System Production	14356 kWh/yr	Normalized prod.	3.42 kWh/kWp/day
Specific prod.	1248 kWh/kWp/yr	Array losses	0.49 kWh/kWp/day
Performance Ratio	0.853	System losses	0.10 kWh/kWp/day

Figura 4.13 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV fixo sem inclinação adicional)

Para esta primeira simulação com o sistema FV fixo sem inclinação adicional, a produção de energia elétrica anual do sistema FV obtida foi de 14.356 kWh, com uma taxa de desempenho (*performance ratio*) de 85,3 %. A taxa de desempenho é uma medida da qualidade de um sistema FV que é independente da localização e, por isso, muitas vezes descrita como um fator de qualidade. Esta taxa é indicada em percentagem e descreve a relação entre os resultados de energia reais e teóricos de um sistema FV. Assim, indica a proporção de energia que está realmente disponível para injeção na rede elétrica após a dedução de perda de energia (por exemplo, devido a perdas térmicas e perdas de condução) e do consumo de energia para a operação, sendo o sistema tanto mais eficiente quanto a taxa de desempenho for próxima de 100 %. Os sistemas FV de alta performance podem atingir uma taxa de desempenho superior a 80 % [46].

O PVSyst fornece uma grande variedade de gráficos, tabelas e diagramas referentes aos resultados finais do projeto (Anexo A, Figura A.2, Figura A.3; Anexo B, Figura B.2, Figura B.3; Anexo C, Figura C.2, Figura C.3; Anexo D, Figura D.2, Figura D.3).

4.8. Sistema FV fixo com inclinação adicional (angular)

De modo a ocorrer o aproveitamento máximo de um sistema FV fixo é necessária a colocação dos módulos na posição mais favorável, isto é, a inclinação e o azimute devem ter o valor que corresponde a 0 % das perdas em relação à posição ótima.

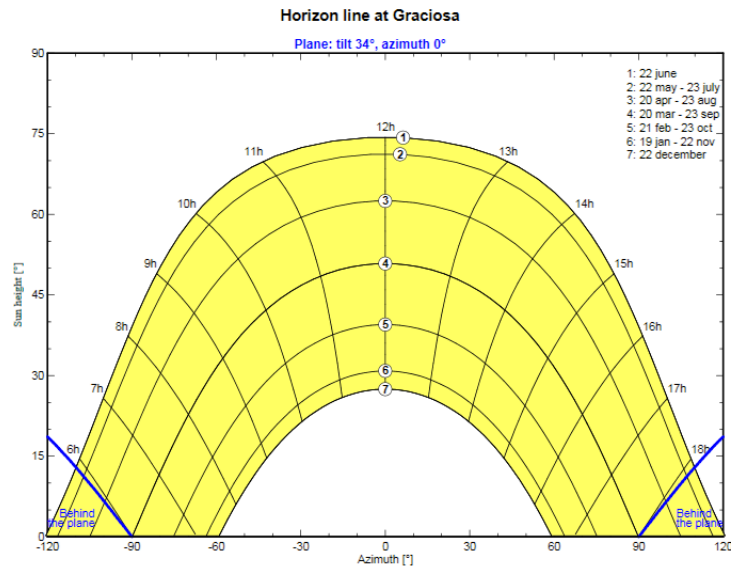


Figura 4.14 Percurso solar em função do azimute na Graciosa (inclinação 34° , azimute 0°)

Do mesmo modo que a hipótese analisada anteriormente (4.7 Sistema FV fixo sem inclinação adicional), a área abaixo da linha a azul na Figura 4.14 encontra-se atrás do plano (*behind the plane*), isto é, o sistema FV com a inclinação de 34° e azimute de 0° não tira proveito deste período solar.

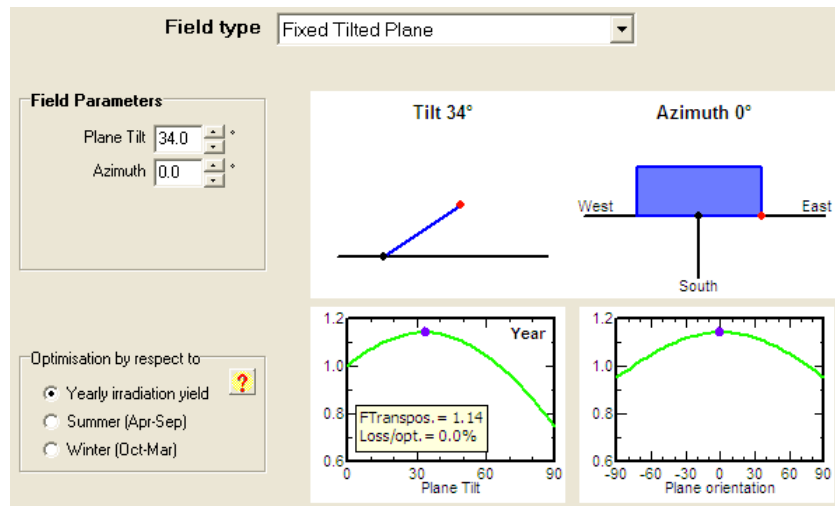


Figura 4.15 Interface (parcial) do PVSyst: Orientação dos painéis para o sistema fixo com inclinação adicional

Verifica-se que para esta posição dos módulos, inclinação 34° e azimute 0° , as perdas em relação à posição ótima são de 0 % e o fator de transposição é 1,14 (Figura 4.15). Estes valores são otimizados em relação à produção de irradiação anual.

Para este diferente sistema de suporte fixo e orientação dos módulos, os valores obtidos na simulação do projeto estão representados na Figura 4.16.

Simulation parameters			
Project	Grid-Connected Project at Graciosa	System	
Site	Graciosa	PV modules	Open 250-PQ60
System type	Grid-Connected	Nominal Power	11.5 kWp
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)	MPP Voltage	30.3 V
		MPP Current	8.4 A
		Inverter	TLX 10K
		Inv. unit power	10.0 kW
		Nb. of inv.	1
Main results			
System Production	14773 kWh/yr	Normalized prod.	3.52 kWh/kWp/day
Specific prod.	1285 kWh/kWp/yr	Array losses	0.50 kWh/kWp/day
Performance Ratio	0.853	System losses	0.10 kWh/kWp/day

Figura 4.16 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV fixo com inclinação)

Para esta simulação com o sistema FV fixo com inclinação adicional, a produção de energia elétrica anual do sistema FV obtida foi de 14.773 kWh, com uma taxa de desempenho de 85,3 %.

4.9. Sistema FV de um eixo

Os sistemas FV com eixo incorporado têm a capacidade de ajustar a posição dos módulos FV de modo a obter uma maior produção de energia elétrica, apesar de haver consumo de energia pelo próprio sistema durante esse processo.

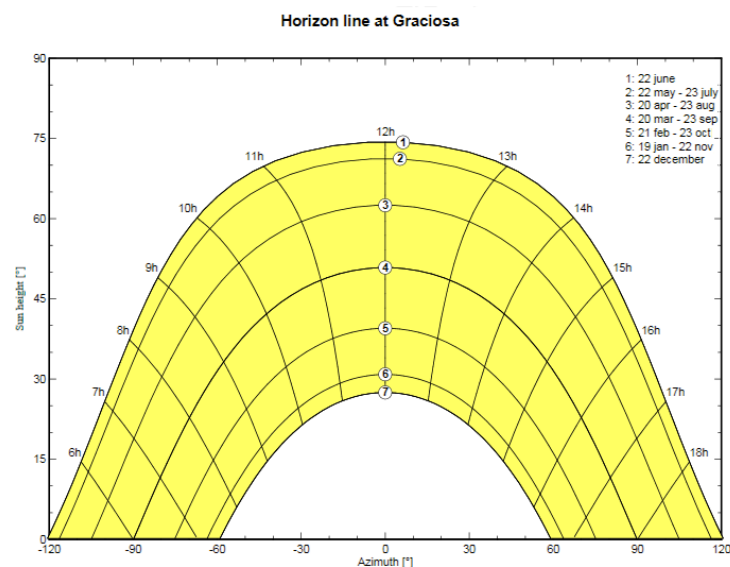


Figura 4. 17 Percurso solar em função do azimute na Graciosa

O percurso solar em função do azimute nesta situação do sistema FV de um eixo não possui uma área atrás do plano (*behind the plane*), sendo possível o aproveitamento em todo o período solar (Figura 4. 17), o mesmo se sucede na situação do sistema FV de dois eixos (4.10. Sistema FV de dois eixos).

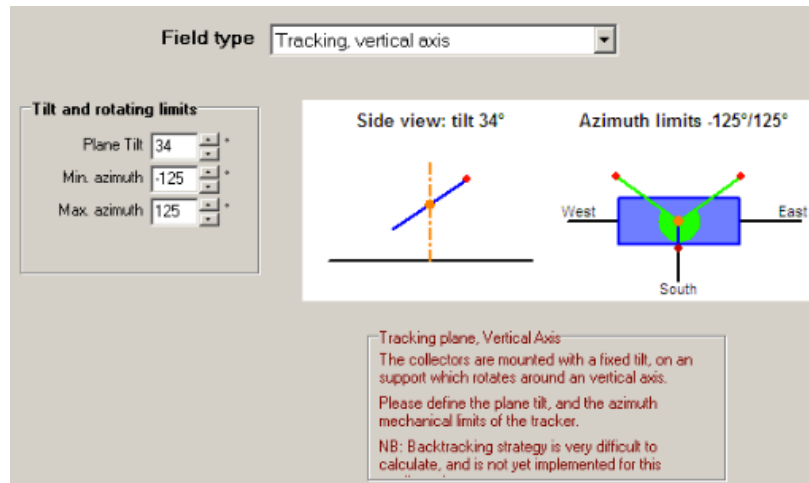


Figura 4.18 Interface (parcial) do PVSyst: Sistema FV de um eixo com ângulo de orientação dos módulos 34° e azimute entre -125° (Este) e 125° (Oeste), orientação Sul

Este sistema FV utiliza um eixo vertical que possibilita acompanhar o movimento do Sol através da variação do azimute, o mesmo varia entre -125° (Este) a 125° (Oeste), sendo este movimento a única característica móvel deste sistema FV. A inclinação dos módulos mantém o valor fixo de 34°, que corresponde ao valor ideal para o local de implementação do projeto (Figura 4.18).

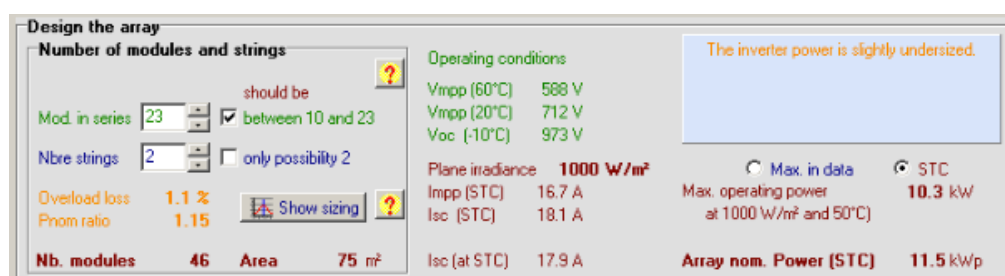


Figura 4.19 Interface (parcial) do PVSyst: Especificações do Sistema FV de um eixo

Para os respectivos 46 módulos distribuídos por 2 fileiras de 23 módulos em série verificam-se algumas alterações em relação aos sistemas FV analisados anteriormente, devido à produção de energia elétrica consideravelmente superior nesta situação. As perdas em sobrecarga correspondem a 1,1 %, em relação aos 0 % dos sistemas FV fixos. A potência do inversor está ligeiramente subdimensionada como nos casos anteriores, sendo

nesta situação mais acentuada graças à produção superior (informação que se encontra na Figura 4.19 a laranja). O PVSyst não informa que este subdimensionamento é insignificante, como acontece nas hipóteses analisadas anteriormente.

Simulation parameters			
Project	Grid-Connected Project at Graciosa	System	
Site	Graciosa	PV modules	Open 250-PQ60
System type	Grid-Connected	Nominal Power	11.5 kWp
Simulation	01/01 to 31/12 (Generic meteo data)	MPP Voltage	30.3 V
		MPP Current	8.4 A
		Inverter	TLX10K
		Inv. unit power	10.0 kW
		Nb. of inv.	1
Main results			
System Production	18138 kWh/yr	Normalized prod.	4.32 kWh/kWp/day
Specific prod.	1577 kWh/kWp/yr	Array losses	0.62 kWh/kWp/day
Performance Ratio	0.854	System losses	0.12 kWh/kWp/day

Figura 4.20 Interface (parcial) do PVSyst: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV de um eixo)

Para esta simulação com o sistema FV de um eixo, a produção de energia elétrica anual do sistema FV obtida foi de 18.138 kWh, com uma taxa de desempenho de 85,4 % (Figura 4.20).

4.10. Sistema FV de dois eixos

O sistema FV de dois eixos possibilita o acompanhamento completo da trajetória do Sol, através da variação do ângulo de inclinação e do azimute solar dos módulos FV.

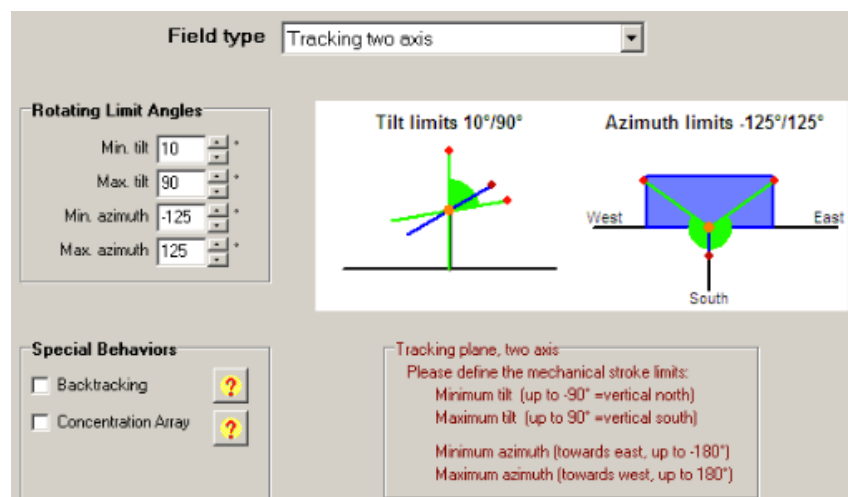


Figura 4.21 Interface (parcial) do PVSyst: Sistema FV de dois eixos com ângulo de orientação dos módulos entre 10° e 90° e azimute entre -125° (Este) e 125° (Oeste), orientação Sul

O ângulo de inclinação dos módulos pode variar entre 10° a 90° e o azimute varia de -125° (Este) a 125° (Oeste), como se pode verificar na Figura 4.21. Em contrapartida ao sistema

FV de um eixo, este tem um melhor desempenho energético devido à possibilidade de modificar a inclinação dos módulos.

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 23 (should be between 10 and 23)

Nbre strings: 2 (only possibility 2)

Overload loss: 1.7 %

Pnom ratio: 1.15

Nb. modules: 46 **Area: 75 m²**

Operating conditions

Vmpp (60°C): 588 V

Vmpp (20°C): 712 V

Voc (-10°C): 973 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

Imp (STC): 16.7 A

Isc (STC): 18.1 A

Isc (at STC): 17.9 A

Max. in data **STC**

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 10.3 kW

Array nom. Power (STC): 11.5 kWp

The inverter power is slightly undersized.

Figura 4.22 Interface (parcial) do PVSystem: Especificações do Sistema FV de dois eixos

Recorrendo à Figura 4.22 verifica-se que o sistema FV de dois eixos recebe a mesma mensagem (a laranja), que o sistema FV de um eixo (Figura 4.19), a alertar que a potência do inversor está ligeiramente subdimensionada, sem a informação que o subdimensionamento é insignificante. As perdas em sobrecarga correspondem a 1,7 %, sendo este valor superior ao do sistema FV de um eixo, devido à ligeira produção superior que possui.

Simulation parameters

Project: Grid-Connected Project at Graciosa

Site: Graciosa

System type: Grid-Connected

Simulation: 01/01 to 31/12 (Generic meteo data)

System

FV modules: Open 250-PQ60

Nominal Power: 11.5 kWp

MPP Voltage: 30.3 V

MPP Current: 8.4 A

Inverter: TLX 10K

Inv. unit power: 10.0 kW

Nb. of inv.: 1

Main results

System Production: 19277 kWh/yr

Specific prod.: 1676 kWh/kWp/yr

Performance Ratio: 0.851

Normalized prod.: 4.59 kWh/kWp/day

Array losses: 0.68 kWh/kWp/day

System losses: 0.13 kWh/kWp/day

Figura 4.23 Interface (parcial) do PVSystem: Parâmetros de simulação e resultados principais do projeto (Sistema FV de dois eixos)

Para esta simulação com o sistema FV de dois eixos, a produção de energia elétrica anual do sistema FV obtida foi de 19.277 kWh, com uma taxa de desempenho de 85,1 % (Figura 4.23).

4.11. Conclusões

A Figura 4.24 apresenta a energia elétrica anual produzida em cada uma das simulações efetuadas no software PVSyst.

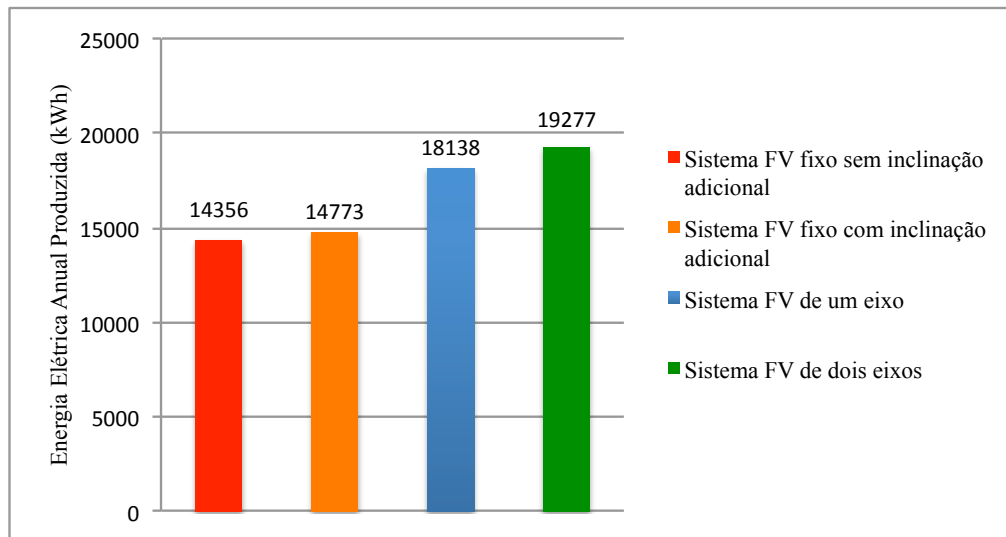


Figura 4.24 Energia elétrica anual produzida em cada uma das simulações efetuadas

Verifica-se que, para as mesmas condições, o sistema FV de dois eixos possui a maior produção de energia elétrica anual (19.277 kWh), seguindo-se o de um eixo (18.138 kWh), o fixo com inclinação adicional (14.773 kWh) e por fim, com a menor produção, o fixo sem inclinação adicional (14.356 kWh). Estas produções de energia elétrica correspondem ao primeiro ano de funcionamento de cada um dos sistemas FV estudados. Contudo, devido à perda gradual de rendimento dos módulos FV serão ligeiramente menores ao longo do tempo.

É de salientar que os valores de energia elétrica obtidos correspondem à energia que efetivamente será injetada na rede elétrica, dado que foram contabilizadas, nas várias simulações, as perdas que ocorrem durante o funcionamento das instalações FV. As perdas resultam de parâmetros que foram predefinidos de igual modo para todas as hipóteses estudadas. Contudo, como a produção de energia elétrica é distinta em cada sistema FV (diferente valor de irradiação global incidente nos módulos FV) também o valor das perdas, dado em percentagem, será diferente (Anexo A, Figura A.3; Anexo B, Figura B.3; Anexo C, Figura C.3; Anexo D, Figura D.3). As perdas contabilizadas derivam da modificação do ângulo de incidência da radiação solar com os módulos FV, do nível de irradiância, da variação da temperatura, do modo como os módulos FV estão ligados (desajuste dos módulos FV), das perdas por efeito de joule nos cabos e da eficiência do

inversor. Existem outras perdas que neste dimensionamento não foram consideradas por serem desprezáveis, como as perdas por sujidade dos módulos FV e por indisponibilidade da rede elétrica. Estas não foram contabilizadas devido ao local de implementação da instalação de miniprodução FV ser pouco afetado por poeiras e sujidade, por se considerar que será efetuada uma manutenção regular e devido à fiabilidade da rede elétrica. Segundo, o Relatório de Qualidade de Serviço da Rede Elétrica Nacional (REN), no ano de 2012 não se verificou qualquer registo de interrupções de serviço superiores a 3 minutos [47].

Em todos os sistemas FV considerados neste trabalho a taxa de desempenho obtida é superior a 80 %, sendo considerados sistemas de alta performance.

5. Estudo de viabilidade económica

5.1. Introdução

Anteriormente à execução de qualquer projeto para produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos (FV) é imprescindível a realização de um estudo de viabilidade económica, com a finalidade de averiguar a sua rentabilidade. A adesão aos sistemas FV por parte das empresas que os comercializam, instalam e dos respetivos clientes (produtores), depende da comprovação da rentabilidade destas instalações. O fator que mais contribuiu para o incentivo na produção de energia FV foi a diminuição do preço da tecnologia, associada a uma tarifa de venda aliciente. Contudo, a tarifa tem sido gradualmente reduzida (regime bonificado), acompanhando a queda de preço da tecnologia. A rentabilidade de um projeto FV está diretamente dependente do investimento efetuado e da tarifa de venda de energia. As conclusões retiradas do estudo de viabilidade económica podem determinar a realização ou não de um determinado investimento [48].

Neste capítulo foram realizadas duas análises distintas de viabilidade económica a cada um dos sistemas FV considerados no capítulo 4, nomeadamente:

- Análise em regime remuneratório bonificado, em que o período de aplicação é de 15 anos e a tarifa de referência aplicada à miniprodução no escalão I em 2013 é de 0,151 €/kWh;
- Análise em regime remuneratório geral, em que o período de aplicação é de 25 anos e a tarifa de partida corresponde à do regime geral aplicada em 2013 de 0,1426 €/kWh. A tarifa do ano seguinte foi determinada como sendo a do ano anterior afetada de uma taxa de crescimento médio anual do preço de energia elétrica de 2,7 %. Esta taxa de crescimento corresponde à que ocorreu na tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão normal (BTN) na Região Autónoma dos Açores de 2012 para 2013 [49].

A primeira análise é de risco baixo e a segunda é de alto risco devido ao grau de incerteza relacionado com o aumento da tarifa.

Os orçamentos de cada um dos sistemas FV estudados, bem como o custo de instalação, foram da cortesia de duas empresas que trabalham no setor FV (Anexo A, Tabela A.1; Anexo B, Tabela B.1; Anexo C, Tabela C.1; Anexo D, Tabela D.1). A despesa anual de operação e manutenção (O&M) foi obtida através da consideração de 15 €/kWp (valor típico), totalizando 172,5 € ($15 \text{ €/kWp} \times 11,5 \text{ kWp}$). O PVSyst fornece o valor da energia produzida no primeiro ano de funcionamento de cada um dos sistemas FV estudados, devido à perda gradual de rendimento dos módulos FV foi considerada uma percentagem de redução anual de 0,5 % [50] nas produções de energia seguintes. O estudo de viabilidade económica realizado não contabiliza o imposto de valor acrescentado (IVA), dado que o mesmo é objeto de dedução.

Os orçamentos apresentados na Tabela 5.1 englobam os preços do conjunto de módulos FV, do inversor, da estrutura de suporte, das cablagens, do equipamento de proteção e contagem, da mão de obra e um conjunto de outros componentes de menor impacto individual no valor do orçamento. A mão de obra consiste na montagem da estrutura, fixação dos painéis, fixação e montagem do inversor e quadros, fixação da portinhola e caixa de contador, realização da abertura/tapamento de valas e construção de uma sapata que serve de base à estrutura de suporte dos módulos FV (sistemas FV com eixo incorporado).

Tabela 5.1 Orçamento dos vários sistemas FV estudados

Tipo de sistema	Orçamento (s/IVA)	Orçamento em detalhe:
Sistema FV sem inclinação adicional	15 876,84 €	Anexo A, Tabela A.1
Sistema FV com inclinação adicional	16 146,84 €	Anexo B, Tabela B.1
Sistema FV de um eixo	26 446,84 €	Anexo C, Tabela C.1
Sistema FV de dois eixos	25 396,84 €	Anexo D, Tabela D.1

Verifica-se que os sistemas FV com estrutura de suporte móvel são consideravelmente mais dispendiosos que os de estrutura de suporte fixa, isto deve-se ao preço acrescido da estrutura de suporte móvel e da mão de obra. Contudo, as estruturas de suporte móvel possibilitam aos módulos FV um melhor aproveitamento do recurso solar, produzido assim um maior valor de energia elétrica final. Uma maior produção de energia elétrica, só por si, não significa que seja o sistema FV com maior rentabilidade em termos económicos, pois é necessário considerar o montante do investimento, daí ser realizado o estudo de viabilidade económica para cada um dos casos.

O sistema FV de um eixo possui o orçamento mais elevado de todos, correspondendo a 26.446,84 €, segue-se o de dois eixos com o valor de 25.396,84 €, o com inclinação adicional de 16.146,84 € e, por fim, o sem inclinação adicional com o orçamento de 15.876,84 €. Estes orçamentos não incluem a licença de miniprodução no Escalão I, onde se enquadram os sistemas FV estudados, de 500 € (valor sem IVA), todavia este custo é contabilizado como parte do investimento total realizado. Os orçamentos podem ser analisados em detalhe nos anexos indicados na terceira coluna da Tabela 5.1.

Todos os cálculos apresentados neste capítulo foram realizados com recurso ao software *Microsoft Excel*.

5.2. Análise em regime remuneratório bonificado

Em qualquer análise de viabilidade económica são calculados os seguintes indicadores económicos de apoio à decisão pelo projeto mais vantajoso, nomeadamente:

- O *Payback* – prazo de tempo necessário para que o investidor tenha reembolsado o capital investido;

- O valor atual líquido (VAL) – corresponde à diferença dos valores atualizados, para um momento comum, de todas as despesas e receitas inerentes a um determinado projeto;
- A taxa interna de rentabilidade (TIR) – representa a taxa de rendimento do projeto de investimento [51].

Para esta análise considerou-se uma taxa de atualização (TA) de 4 % (valor típico para este tipo de projeto a preços constantes – sem inflação – a longo prazo, com um risco baixo) – também conhecida por custo de oportunidade do capital ou taxa mínima de rentabilidade do projeto, trata-se da rentabilidade que o investidor exige para implementar um projeto de investimento e irá servir para atualizar os *Cash-Flows* gerados pelo mesmo – para todos os sistemas FV em estudo. O valor da taxa de atualização (TA) tem influência sobre o valor do VAL, nomeadamente, quanto maior for menor será o VAL e quanto menor for maior será o VAL [52].

As figuras que se seguem (Figura 5.1, Figura 5.2, Figura 5.3 e Figura 5.4) apresentam o *Cash-Flow* global acumulado (CFG acumulado) e o *Cash-Flow* de exploração atualizado (CFE atualizado) em função do ano da instalação de cada um dos sistemas FV estudados. Através da leitura destas figuras é possível retirar informação relevante de cada um dos projetos, como o *Payback*, o *Cash-Flow* de investimento (CFI) – representado no ano 0 –, o CFG acumulado e a remuneração em cada ano. O resultado final do CFG acumulado, apresentado no 15º ano, corresponde ao valor do VAL. Os resultados são atualizados à taxa de 4 % (TA) e contemplam os encargos anuais com a O&M (são deduzidos da remuneração anual obtida pela venda da eletricidade produzida à rede elétrica). Nas figuras é adicionada uma breve legenda com o CFI e o VAL, não sendo colocada informação de todos os períodos de modo a não comprometer a legibilidade das mesmas. Para uma análise minuciosa de todos os dados é necessário consultar a Tabela A.2, Tabela B.2, Tabela C.2 e Tabela D.2, que se encontram nos respetivos anexos.

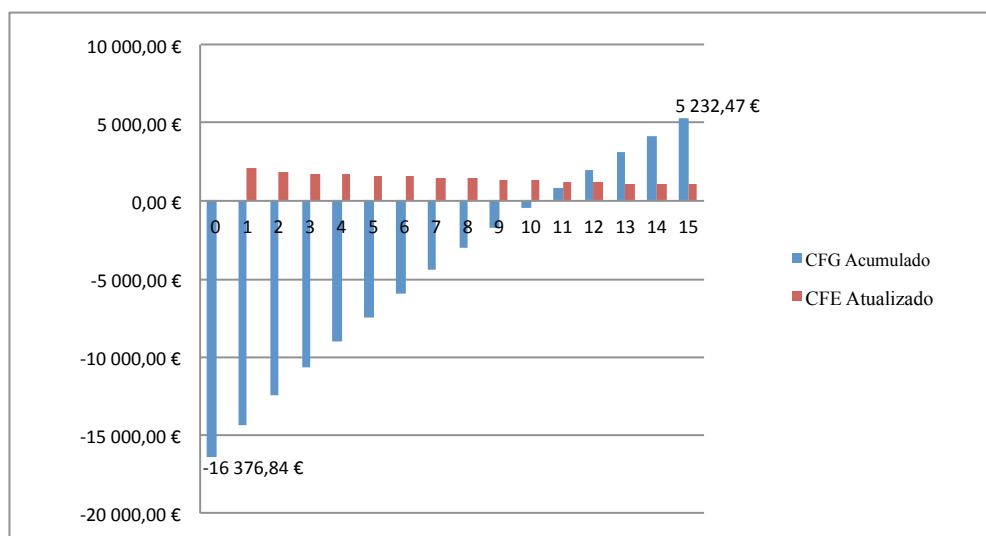


Figura 5.1 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo sem inclinação adicional, no regime bonificado (15 anos)

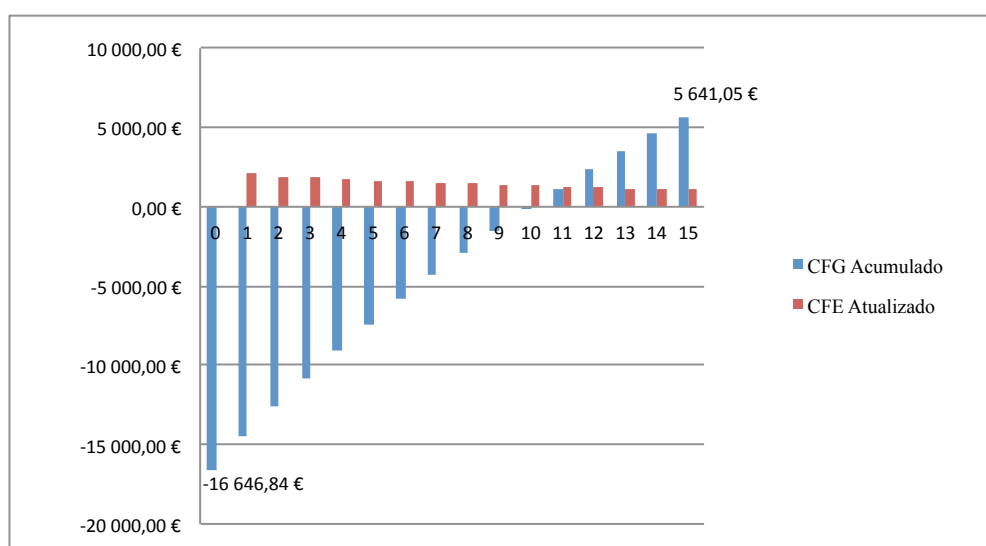


Figura 5.2 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo com inclinação adicional, no regime bonificado (15 anos)

Os sistemas FV fixos sem inclinação adicional e com inclinação adicional apresentam figuras semelhantes (Figura 5.1 e Figura 5.2). Ambos possuem um *Payback* de aproximadamente 10 anos. O CFI, o CFG acumulado e o CFE atualizado possuem também valores próximos, embora ligeiramente superiores para o caso do sistema FV com inclinação adicional.

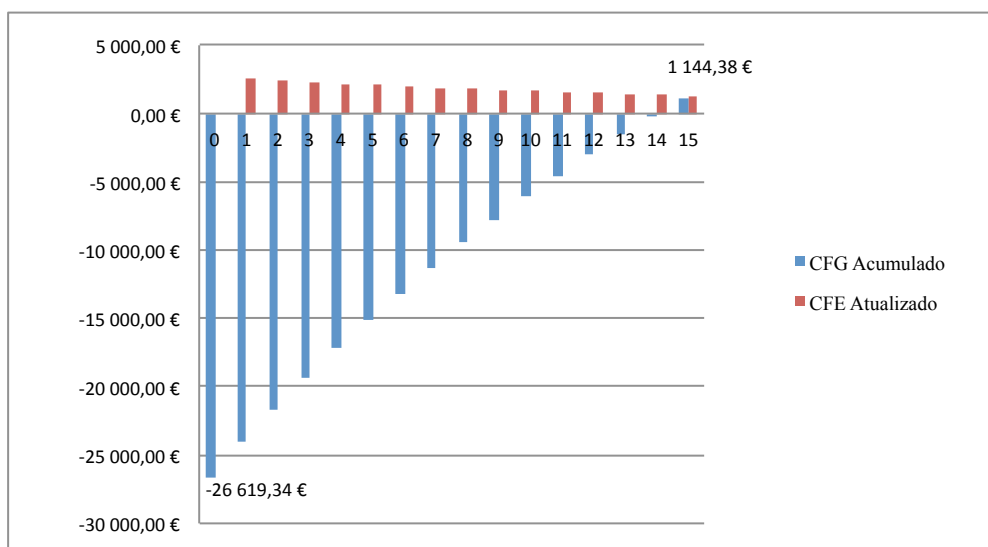


Figura 5.3 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de um eixo, no regime bonificado (15 anos)

Para o sistema FV de um eixo (Figura 5.3) o *Payback* só ocorre no penúltimo ano do período de aplicação do regime bonificado (entre 14 a 15 anos). Possui o menor VAL (1.144,38 €) e o maior valor de investimento (26.619,34 €) de todos os sistemas FV estudados.

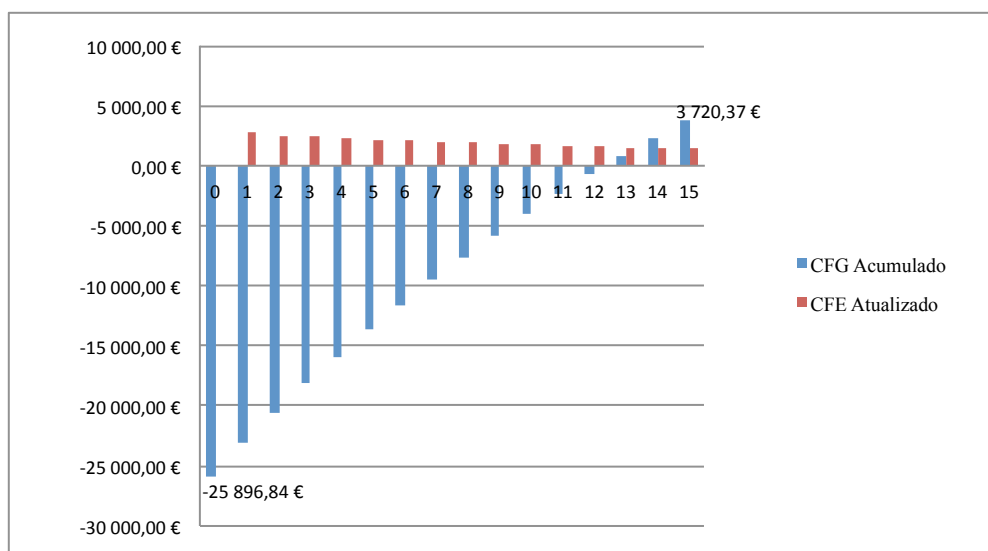


Figura 5.4 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de dois eixos, no regime bonificado (15 anos)

Para o sistema FV de dois eixos (Figura 5.4) o *Payback* ocorre entre 12 a 13 anos. O investimento tem um valor próximo do sistema FV com um eixo (25.896,84 €), contudo possui um *Payback* inferior e um VAL superior (3.720,37 €).

A Tabela 5.2 apresenta o *Payback*, o VAL e a TIR à TA considerada, para os sistemas FV estudados no regime bonificado.

Tabela 5.2 Indicadores económicos de decisão dos vários sistemas FV estudados no regime bonificado

Tipo de sistema	<i>Payback</i> (anos)	VAL	TIR	TA
Sistema FV sem inclinação adicional	10,32	5 232,47 €	8,36%	4%
Sistema FV com inclinação adicional	10,13	5 641,05 €	8,61%	4%
Sistema FV de um eixo	14,13	1 144,38 €	4,62%	4%
Sistema FV de dois eixos	13,46	3 720,37 €	6,02%	4%

O valor exato do *Payback* é obtido pelo ano correspondente com a soma do quociente entre o último *Cash-Flow* acumulado com valor negativo em módulo, pela remuneração anual do ano seguinte. Por exemplo, para o caso do sistema FV sem inclinação adicional o *Payback* é obtido pela equação 5.1 (consultar Anexo A, Tabela A.2).

$$10 + \left[\frac{-(-390,22)}{1.227,24} \right] = 10,32 \text{ anos} . \quad (5.1)$$

Quanto ao VAL, os valores foram obtidos com recurso à função financeira “VPL” do *Microsoft Excel*, com a respetiva TA de 4 %. A equação introduzida na folha de cálculo pode ser representada através da equação 5.2.

$$VPL(TA; \sum CFE) + CFI . \quad (5.2)$$

Por último, a TIR é calculada com recurso à função financeira “TIR” do *Microsoft Excel*, permitindo este inserir na função o CFI e o somatório dos CFE antes de serem afetados pela TA considerada, segundo a equação 5.3.

$$TIR(CFI; \sum CFE) . \quad (5.3)$$

Ao analisar os indicadores económicos presentes na Tabela 5.2 verifica-se que o projeto mais favorável ao investimento corresponde ao sistema FV com inclinação adicional, dado que possui o menor *Payback* (10,13 anos), os valores de VAL (5.641,05 €) e TIR (8,61 %) mais elevados de todos os sistemas FV estudados. O sistema FV sem inclinação adicional apresenta um *Payback* (10,32 anos) ligeiramente superior ao sistema FV com inclinação adicional, o VAL (5.232,47 €) e a TIR (8,36 %) são também muito próximos embora um pouco inferiores. Para o sistema FV de dois eixos o *Payback* é de 13,46 anos, possui um VAL (3.720,37 €) positivo e uma TIR (6,02 %) maior que a TA (4 %), apesar de menores que os dos sistemas FV fixos. Quanto ao sistema FV de um eixo é o que apresenta os

indicadores económicos mais desvantajosos, com um *Payback* de 14,13 anos, um VAL de 1.144,38 € e uma TIR de 4,62 %.

Para além de todos os indicadores analisados anteriormente existe um outro parâmetro determinante em qualquer projeto de produção de energia elétrica, que corresponde ao custo da energia elétrica por kWh, designado por *Levelised Cost of Energy* (LCOE) e que pode ser obtido pela equação 5.4.

$$LCOE = \frac{\text{Total de custos}}{\text{Energia total produzida}} \left[\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]. \quad (5.4)$$

No total de custos estão incluídas as despesas ao longo da vida de capital, financiamento, instalação, despesas de operação e manutenção (O&M) e outras. O total de custos e a energia total produzida correspondem aos respetivos somatórios no tempo de vida completo da instalação FV.

Tabela 5.3 Custo da energia elétrica por kWh (LCOE) no regime bonificado

Tipo de Sistema	Total de Custos	Energia Total Produzida nos 15 anos (kWh)	LCOE (€/kWh)
Sistema FV fixo sem inclinação adicional	18 791,84 €	207964	0,09 €
Sistema FV fixo com inclinação adicional	19 061,84 €	214005	0,09 €
Sistema FV de um eixo	29 361,84 €	262751	0,11 €
Sistema FV de dois eixos	28 311,84 €	279251	0,10 €

Na análise em causa, o total de custos corresponde à soma de três componentes, nomeadamente:

- O orçamento, que inclui o preço individual de cada um dos componentes utilizados no respetivo tipo de sistema FV e o custo da sua instalação;
- As despesas de operação e manutenção (O&M) no total de 2.415 €, obtidas através da consideração de 15 €/kWp×11,5 kWp×14 anos. Estas despesas são consideradas no período de 14 anos, supondo que a primeira manutenção é do encargo do instalador. As despesas de O&M têm o mesmo valor para os diferentes sistemas FV estudados;

- A licença de miniprodução no Escalão I, onde se enquadram os sistemas FV estudados, corresponde a um valor de 500 € (s/IVA) [29].

A energia total produzida é obtida pelo somatório da energia elétrica produzida em cada ano durante o período de aplicação do regime bonificado (15 anos).

Relativamente à Tabela 5.3 verifica-se que os sistemas FV fixos possuem o menor LCOE (0,09 €), seguindo-se o sistema FV de dois eixos (0,10 €) e, por fim, o sistema FV fixo de um eixo (0,11 €).

5.3. Análise em regime remuneratório geral

A análise em regime remuneratório geral é, à partida mais vantajosa para o miniprodutor, para o tempo de vida útil do projeto, dado o período de aplicação ser de 25 anos e a tarifa de venda ser sujeita a uma taxa de crescimento médio anual do preço de energia elétrica de 2,7 %. Como esta análise é idêntica à do ponto anterior (5.2 Análise em regime remuneratório geral) não é realizada uma explicação com o mesmo detalhe, de modo a não haver repetição de conteúdos. Em caso de dúvida da obtenção de algum dado é aconselhada a leitura da respetiva explicação no ponto anterior.

Como nesta análise foi considerada uma variação anual da tarifa de venda, deixa-se de trabalhar com preços constantes (sem inflação) e passa-se a preços correntes (com inflação), pelo que a TA deve englobar a taxa de inflação. A TA neste regime remuneratório é obtida pela equação 5.5, onde o valor de 4 % corresponde à TA a preços constantes e 2,7 % à taxa média de inflação anual no setor de energia elétrica (considerada, nesta análise, com o mesmo valor que a taxa de crescimento médio anual do preço de energia elétrica).

$$TA = (1 + 2,7 \%) \times (1 + 4 \%) - 1 = 6,81 \% . \quad (5.5)$$

As figuras que se seguem (Figura 5.5, Figura 5.6, Figura 5.7 e Figura 5.8) apresentam o CFG acumulado e o CFE atualizado em função do ano da instalação de cada um dos sistemas FV estudados. Para uma análise precisa de todos os dados é necessário consultar a Tabela A.3, Tabela B.3, Tabela C.3 e Tabela D.3, que se encontram nos respetivos anexos.

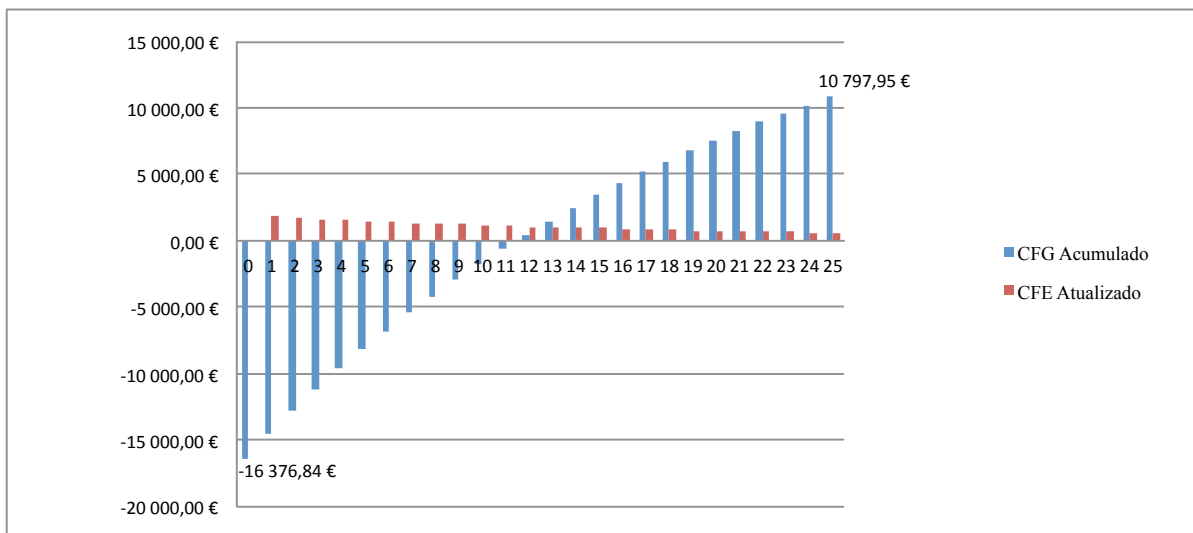


Figura 5.5 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo sem inclinação adicional, no regime geral (25 anos)

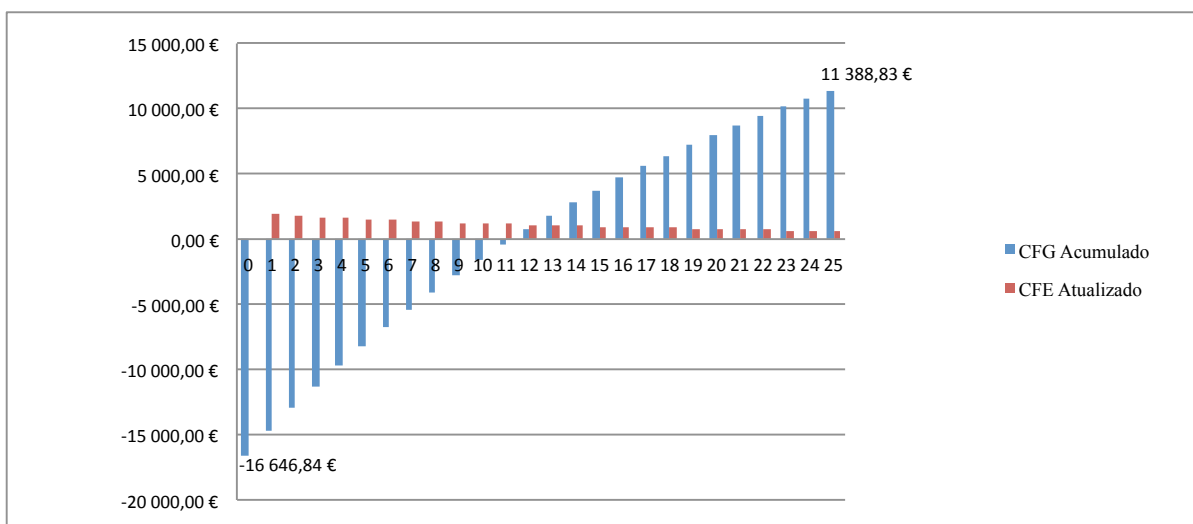


Figura 5.6 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV fixo com inclinação adicional, no regime geral (25 anos)

Os sistemas FV fixos, como acontece no regime bonificado, continuam a apresentar figuras idênticas (Figura 5.5 e Figura 5.6), só que na análise considerada com um CFG acumulado de valor superior devido, em grande parte, ao período prolongado em que é aplicado o regime geral. O *Payback* ocorre entre 11 e 12 anos em ambos os casos. O CFI, o CFG acumulado e o CFE atualizado possuem valores idênticos, embora ligeiramente superiores para o sistema FV com inclinação adicional.

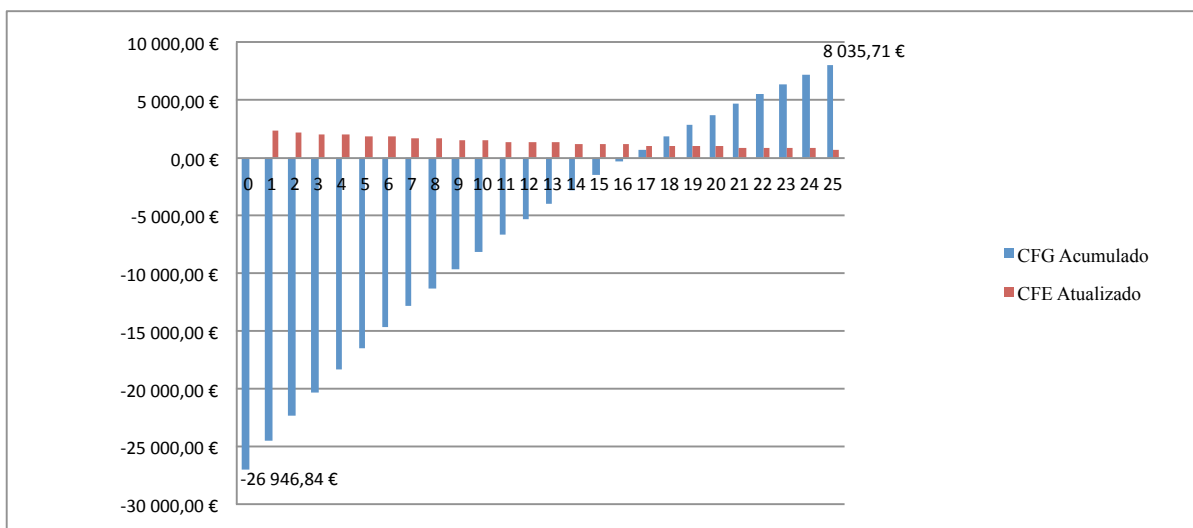


Figura 5.7 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de um eixo, no regime geral (25 anos)

Quanto ao sistema FV de um eixo (Figura 5.7) o *Payback* ocorre entre 16 a 17 anos, sendo o mais tardio de todos os sistemas FV estudados, atingindo um VAL de 8.035,71 € no final dos 25 anos.

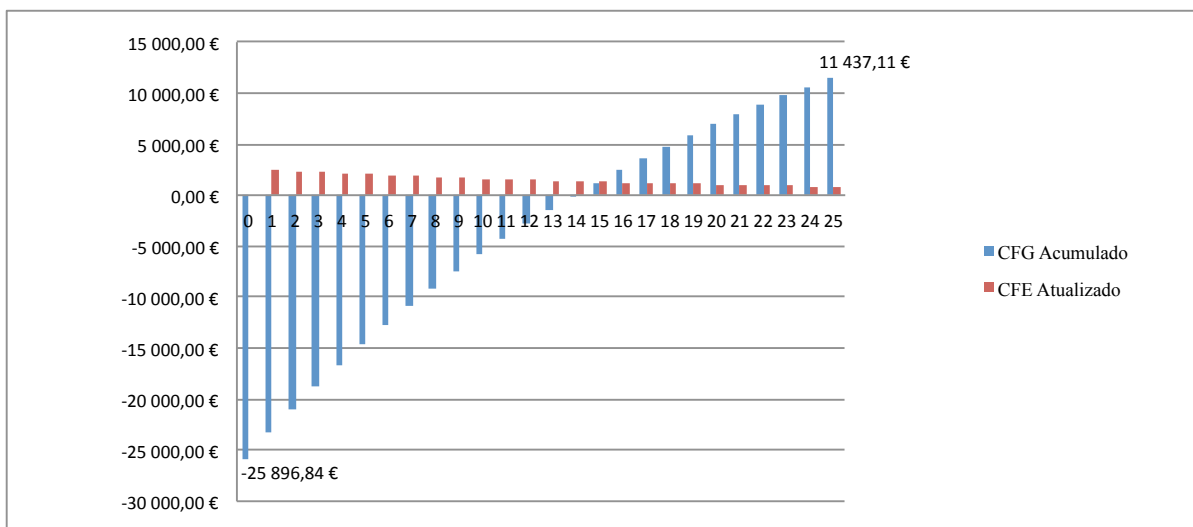


Figura 5.8 CFG acumulado e CFE atualizado em função do ano de instalação para o sistema FV de dois eixos, no regime geral (25 anos)

Para o sistema FV de dois eixos (Figura 5.8) o *Payback* ocorre entre 14 a 15 anos e atinge, no final dos 25 anos, um VAL de 11.437,11 €, sendo ligeiramente superior ao do sistema FV com inclinação adicional (11.388,83 €).

A Tabela 5.4 apresenta os valores do *Payback*, do VAL, da TIR e da TA considerando a taxa de inflação anual no setor de energia elétrica, para os vários sistemas FV estudados no regime geral.

Tabela 5.4 Indicadores económicos de decisão dos vários sistemas FV estudados no regime geral

Tipo de sistema	<i>Payback</i> (anos)	VAL	TIR	TA
Sistema FV sem inclinação adicional	11,58	10 797,95 €	12,71%	6,81%
Sistema FV com inclinação adicional	11,36	11 388,83 €	12,91%	6,81%
Sistema FV de um eixo	16,32	8 035,71 €	9,61%	6,81%
Sistema FV de dois eixos	14,04	11 437,11 €	10,87%	6,81%

Através da análise dos indicadores económicos presentes na Tabela 5.4 verifica-se que todos os tipos de sistemas FV são economicamente viáveis, dado que em todos os casos o VAL é positivo e a TIR é superior à TA.

Analisando a Tabela 5.4 verifica-se que o sistema FV fixo com inclinação adicional possui o menor *Payback* (11,36 anos), a maior TIR (12,91 %) de todos os sistemas FV estudados, sendo o VAL (11.388,83 €) ligeiramente menor que o do sistema FV de dois eixos (11.437,11 €). Quanto ao sistema FV sem inclinação adicional os indicadores económicos são semelhantes aos do sistema FV com inclinação adicional, embora com um *Payback* (11,58 anos) ligeiramente superior e com um VAL (10.797,95 €) e uma TIR (12,71 %) um pouco inferiores. O sistema FV de dois eixos possui um *Payback* de 14,04 anos, um VAL de 11.437,11 € e uma TIR de 10,87. Por fim, o sistema FV de um eixo apresenta os indicadores económicos menos favoráveis ao investimento de todos os sistemas FV analisados, com um *Payback* de 16,32 anos, um VAL de 8.035,71 € e uma TIR de 9,61 %.

A Tabela 5.5 apresenta o custo da energia elétrica por kWh no regime remuneratório geral.

Tabela 5.5 Custo da energia elétrica por kWh (LCOE) no regime geral

Tipo de Sistema	Total de Custos	Energia Total Produzida nos 25 anos (kWh)	LCOE (€/kWh)
Sistema FV fixo sem inclinação adicional	22 251,61 €	338169	0,07 €
Sistema FV fixo com inclinação adicional	22 521,61 €	347992	0,06 €
Sistema FV de um eixo	32 821,61 €	427258	0,08 €
Sistema FV de dois eixos	31 771,61 €	454088	0,07 €

O total de custos corresponde à soma do orçamento, das despesas de O&M e da licença de miniprodução, como na análise anterior (5.2 Análise em regime remuneratório bonificado). Contudo, nesta análise as despesas de O&M são acrescidas com um total de 5.874,77 €, obtidas através da consideração de 15 €/kWp×11,5 kWp afetada de igual modo que a tarifa de venda, pela taxa de crescimento médio anual do preço de energia elétrica de 2,7 %, num período de 24 anos. Deste modo, as despesas de O&M acompanham a subida da tarifa de venda da energia elétrica com o passar dos anos. São considerados 24 anos de O&M dado que, esta análise no regime geral se prolonga por um período de 25 anos e se presume que a primeira manutenção é do encargo do instalador. A energia total produzida é obtida pelo somatório da energia produzida em cada ano durante o período de 25 anos.

Na Tabela 5.5 verifica-se que o sistema FV fixo com inclinação adicional possui o menor LCOE de 0,06 €, seguindo-se o sem inclinação adicional e de dois eixos de 0,07 € e o de um eixo de 0,08 €.

5.4. Conclusões

As duas análises realizadas, regime bonificado e regime geral, não têm o intuito de realizar uma comparação, visto que os projetos FV em cada regime remuneratório possuem diferentes períodos de aplicação e valor de tarifa de venda, mas sim de expor duas alternativas.

A análise efetuada em regime remuneratório bonificado corresponde a um período de 15 anos. Tendo em conta que o tempo de vida útil das instalações FV é de cerca de 25 anos existe um período de 10 anos de produção que não foi contabilizado. Isto deve-se ao facto desta análise ter sido realizada com o intuito de ter o menor risco possível por parte do investidor (miniprodutor), dado que o preço da eletricidade daqui a 15 anos se trata de uma incógnita. Da análise realizada neste regime remuneratório conclui-se que o projeto mais favorável ao investimento corresponde ao sistema FV com inclinação adicional. Este possui o menor *Payback* (10,13 anos), os maiores valores de VAL (5.641,05 €) e de TIR (8,61 %) de todos os sistemas FV estudados, acrescendo ainda o facto de produzir energia elétrica ao menor custo por kWh (0,09 €).

A análise em regime remuneratório geral tem o objetivo de apresentar uma possibilidade de maior retorno do investimento ao miniprodutor, apesar de ter um alto risco associado. Neste regime remuneratório, o projeto mais favorável continua a corresponder ao sistema

FV com inclinação adicional, apesar de possuir um VAL (11.388,83 €) ligeiramente inferior ao do sistema FV de dois eixos (11.437,11 €), dado que tem o melhor Payback (11,36) e TIR (12,91) de todos os sistemas FV analisados, juntando ainda o facto de produzir energia elétrica ao menor custo por kWh (0,06 €).

Como o VAL obtido em ambas as análises efetuadas é positivo em todos os sistemas FV, conclui-se que o investimento efetuado é recuperado, que a remuneração efetiva é superior à que foi exigida no projeto e é gerado lucro puro (corresponde ao valor do VAL), em todos os casos. Através dos indicadores económicos obtidos comprova-se que todos os sistemas fotovoltaicos, em ambos os regimes remuneratórios, correspondem a investimentos rentáveis. É de salientar que o risco associado à análise em regime bonificado é baixo, enquanto que em regime geral é alto.

6. Conclusões

Não foi considerada a alternativa de autoconsumo neste dimensionamento, devido às duas ordenhas diárias efetuadas não coincidirem com períodos favoráveis à produção de energia elétrica (das 7 h às 9 h e das 17 h às 19 h) e pela utilização de baterias não ser, de momento, uma opção favorável do ponto de vista económico.

Comprova-se, através do dimensionamento efetuado, que os sistemas FV com eixo incorporado conseguem obter uma produção de energia elétrica anual significativamente superior aos sistemas fixos para as mesmas condições, dado que ajustam a posição dos módulos FV de modo a tirarem melhor partido do recurso solar disponível (radiação incidente). Contudo, o valor da produção de energia elétrica não é por si só um fator que garanta a seleção do sistema FV mais vantajoso ao investimento, sendo, para tal necessário, efetuar um estudo de viabilidade económica de apoio à decisão pelo sistema FV com a melhor rentabilidade.

Do estudo de viabilidade económica efetuado conclui-se que um sistema FV fixo com uma potência de injeção na rede elétrica de 10 kW, com 2 fileiras de 23 módulos FV cada, colocados na posição (inclinação e azimute) mais adequada de modo a captar a irradiação solar é de todas as hipóteses consideradas a com maior rentabilidade em ambos os regimes remuneratórios.

Uma alternativa às duas análises realizadas no estudo de viabilidade económica é a aplicação num primeiro período do regime bonificado e num segundo período do regime geral. Como no arranque dos sistemas FV a tarifa de venda no regime bonificado é mais elevada do que no regime geral, uma boa solução é começar por aderir a este regime até ao ano em que a tarifa aplicada ao regime geral seja maior. Tendo como base a taxa de crescimento médio anual do preço de energia elétrica de 2,7 % ao ano a que a tarifa de venda no regime geral está sujeita, a mudança de regime remuneratório, a entrada no segundo período, deverá ocorrer no quarto ano (consultar, por exemplo Anexo A, Tabela A.3). Como a legislação em vigor não proíbe que o miniprodutor faça a alteração do regime bonificado para o regime geral a qualquer momento, esta trata-se de uma forma de maximizar a remuneração a obter, como proposto nos trabalhos futuros.

O estudo de viabilidade económica realizado nesta dissertação, possui um rigor que normalmente não é executado nos estudos efetuados pelas empresas que comercializam estes tipo de sistemas fotovoltaicos. Na análise em regime bonificado a preços constantes, da remuneração anual obtida pela venda da eletricidade produzida à rede elétrica são deduzidas as despesas de O&M e, ainda, é afetada por uma taxa de atualização (TA). Na análise em regime geral a preços correntes, as despesas de O&M que são deduzidas da remuneração obtida são afetadas de igual modo que a tarifa de venda, pela taxa de crescimento médio anual do preço de energia elétrica de 2,7 %, enquanto que a TA é acrescida da taxa média de inflação anual no sector de energia elétrica de 2,7 %. Deste modo, todos os valores obtidos estão em conformidade. Usualmente as empresas no estudo de viabilidade económica que realizam não fazem a distinção entre preços constantes ou correntes para efeitos de atualização dos *Cash-Flows*, utilizando a TA a preços constantes para ambos os casos.

Neste estudo de viabilidade económica não foram contabilizados custos com seguros dos equipamentos, devido há incerteza do valor que representariam. Alguns dos equipamentos, como o caso do inversor, possuem longevidade inferior à dos módulos FV. É necessário orientar o financiamento e a investigação, não só para a durabilidade e rendimento dos módulos FV, mas também para os restantes componentes que compõem as instalações FV.

Dos resultados do estudo efetuado, conclui-se que a implementação de uma central de miniprodução FV é uma mais valia para a exploração agrícola que serve de objeto de estudo na presente dissertação. Sendo, o sistema FV com inclinação adicional a opção com

maior rentabilidade. A incerteza dos custos futuros com a energia elétrica podem fazer com que este projeto se torne mais cativante, caso continuem com a tendência de aumentar.

Há um conjunto de fatores associados à aplicação deste tipo de sistemas, os quais são de muito difícil quantificação e que, por essa razão, não são considerados nos cálculos efetuados. Desse podemos referir benefícios ambientais (redução das emissões de gases de estufa) e benefícios sociais (imagem verde). Assim, a implementação deste tipo de projetos contribui para fortalecer os pilares da sustentabilidade: económico, social e ambiental.

A produção futura de energia elétrica através de sistemas FV dependerá do desempenho e redução de custos dos sistemas FV (investimento total), do aumento de custo dos combustíveis fósseis, do aumento dos custos ambientais sobre a eletricidade produzida a partir de combustíveis fósseis, de fatores legislativos, do valor da tarifa de venda e do valor anual de potência máxima a atribuir.

A finalizar considera-se que foram atingidos os objetivos inicialmente propostos.

7. Trabalhos Futuros

Nesta dissertação, o estudo de viabilidade económica realizado baseia-se em duas análises distintas, uma análise em regime remuneratório bonificado e outra em regime remuneratório geral. Como trabalho futuro sugere-se a realização de um estudo de viabilidade económica conjugando os dois regimes remuneratórios.

Caso a tecnologia evolua o suficiente ao ponto de reduzir o custo do equipamento de armazenamento de energia elétrica, poderia ser realizado um dimensionamento e estudo de viabilidade económica para uma central de miniprodução FV isolada da rede elétrica.

Por fim, uma instalação de miniprodução FV não deve ser dissociada de um estudo de impacto ambiental, no qual se procederia à identificação dos potenciais impactos ambientais indicando as ações causadoras desses impactos e medidas mitigadoras possíveis tendo em conta os potenciais impactos identificados. Sendo que se aconselha a sua realização num futuro próximo.

Referências Documentais

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), "Renewables," Global Status Report (GSR) 2013.
- [2] Toby Couture, Karlynn Cory, Claire Kreycik, and Emily Williams, "A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Technical Report NREL/TP-6A2-44849, 2010.
- [3] Toby Couture and Yves Gagnon, "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment," *ScienceDirect*, no. Energy Policy, November 2009.
- [4] The German Energy Society (DGS), *Planning and installing photovoltaic systems: A guide for installers, architects and engineers*, Second edition ed. Berlin: Earthscan.
- [5] Rui Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, IST PRESS, Ed., 2011.
- [6] (2013, Julho) Wikipédia. [Online]. http://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_solar_em_Portugal, Último acesso em Outubro de 2013.
- [7] Correio Alentejo. (2008, Novembro) [Online]. http://www.correioalentejo.com/?diaria=2684&page_id=36, Último acesso em Outubro de 2013.
- [8] Pedro Sasseti Paes and João Maciel, "Photovoltaic Power Systems Programme," International Energy Agency (IEA), PVPS Annual Report 2012.
- [9] *Energia fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação.*: Programa Comunitário ALTENER, 2004.
- [10] Miguel Moro Vallina, *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1st ed., Ediciones Paraninfo, Ed. Madrid, 2010.
- [11] Paul A. Lynn, *Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics*, First Edition ed., Ltd (Wiley) A John Wiley & Sons, Ed., 2010.
- [12] Filipe Pereira and Manuel Oliveira, *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*, Edições Técnicas Publindústria, Ed., 2011.
- [13] Master Distância (Master. D), Energia Solar, Centro formativo à distância.
- [14] Ryan Mayfield, *Photovoltaic Design & Installation for Dummies*. Indiana, United States of America: Wiley Publishing, 2010.

- [15] Filipe Pereira, *Guia de Manutenção de Instalações Fotovoltaicas*, Edições Técnicas Publindústria, Ed. Porto, 2012.
- [16] Josué Morais, *Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Prática*, Publindustria, Ed., 2009.
- [17] Leonardo Ribeiro, *Colectores Solares Planos*, 1º ano, 2º semestre do ano lectivo 2011/2012.
- [18] Lorenzo Luis, D. Pedro Higuera, and D. Juan Aguilar. (2013, October) Uninversidade de Jaén. [Online]. <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [19] G.N. Tiwari and Swapnil Dubey, *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*, 2nd ed., University College London, London, UK Julian Hunt FRS, Ed. New Delhi, India: RSC Energy Series.
- [20] Godfrey Boyle, *Renewable Energy - Power for a Sustainable Future*, Second Edition ed., Oxford, Ed.: The Open University.
- [21] Vitor Alexandre Alves, *Dimensionamento de sistemas de produção de eletricidade baseados em energia solar fotovoltaica*, 2008.
- [22] Antonio Luque and Steven Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Second Edition ed.: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [23] Luís Roriz, João Rosendo, Fernando Lourenço, and Kathrin Calhau, *Energia Solar em Edifícios*, 1st ed., Edições Orion, Ed., 2010.
- [24] (2013, Outubro) Wikipédia, a enciclopédia livre. [Online]. http://pt.wikipedia.org/wiki/Célula_solar, Último acesso em Outubro de 2013.
- [25] (2013, October) Sunpower. [Online]. <http://us.sunpowercorp.com/homes/products-services/solar-panels/x-series/>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [26] The Harness Sun. (2012) [Online]. https://nationalvetcontent.edu.au/alfresco/d/d/workspace/SpacesStore/4e1e0e97-bc55-4c44-a692-4d31f4d0d934/13_02/content_sections/learn_about/08_solar_page_010.htm, Último acesso em Outubro de 2013.
- [27] Elergone Energia. (2013, October) [Online]. <http://elergone.com/Servicos/SolarFotovoltaico/SistemasIsolados>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [28] Energias naturais (ENAT). (2013, October) [Online]. <http://www.enat.pt/pt/produtos/produ%C3%A7%C3%A3o-de-eletricidade/venda-%C3%A0-rede/microprodu%C3%A7%C3%A3o-regime-geral>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [29] FF Solar. (2013, Outubro) FF Solar – Energias Renováveis, Lda. [Online].

- <http://www.ffiolar.com/>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [30] Renováveis na hora. [Online]. <http://www.renovaveisnahora.pt/>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [31] Pedro Cabral, "O setor fotovoltaico em Portugal," in *Fórum Nacional APESF*, Lisboa, 2013.
- [32] Giridaran Srinivasan. (2012, December) Renewable Energy - Solar PV. [Online]. <http://giridaran-solar.blogspot.pt/2012/12/importance-of-shadow-analysis.html>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [33] Instituto português do mar e da atmosfera (IPMA). Normais climatológicas. [Online]. <http://www.ipma.pt/pt/oclima/normais.clima/>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [34] SunEarthTools.com Tools for consumers and designers of solar. [Online]. <http://www.sunearthtools.com>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [35] Carlos Santos and Luís Matias, *Coeficientes de transmissão térmica de elementos da envolvente dos edifícios*, 2006th ed., Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC), Ed. Lisboa, Portugal: Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC), 2006.
- [36] Open Renewables, Safety & Installation Manual, 2011.
- [37] Rui Castro, *Introdução à Energia Fotovoltaica*, 2.2nd ed.: Instituto Superior Técnico (IST), 2008.
- [38] TÜV Rheinland Portugal. [Online]. http://www.tuv.pt/sobre_nos.html, Último acesso em Outubro de 2013.
- [39] Open Renewables. (2013, Outubro) Folha de características do módulo FV Open 2XX-PQ60. [Online]. <http://www.openrenewables.com/download/Specifications/Open%20XX-PQ60%20PT%20v3.05.pdf>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [40] J. Casimiro Mendes, M. Rita Guerreiro, C. A. Pina Santos, and J. A. Vasconcelos Paiva, *Temperaturas exteriores de projeto e números de graus-dias*, 1st ed. Lisboa, Portugal: Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica (INMG), Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC), 1989.
- [41] Isabel Sarmiento, Climatização, 2º ano, 1º semestre do ano lectivo 2011/2012.
- [42] Danfoss. (2013, Outubro) Folha de características do inversor Danfoss TLX 10K +. [Online]. <http://danfoss.ipapercms.dk/Drives/DSI/Factsheets/UK/TLXrange/>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [43] Software PVSyst, Menu de ajuda.
- [44] (2011, Junho) Renováveis na hora. [Online]. http://www.renovaveisnahora.pt/c/document_library/get_file?uuid=82dc7b55-b56a-

[4393-9bae-8e4e7ca5767e&groupId=13360](#), Último acesso em Outubro de 2013.

- [45] R. Laronde, A. Charki, D. Bigaud, and P. Excoffier. PV systems energy production considering the time-variant reliability and electrical losses. [Online]. http://remi.laronde.free.fr/commun/publications/pdf/Laronde_25thPVSEC2010.pdf, Último acesso em Outubro de 2013.
- [46] SMA Solar Technology AG, Performance ratio - Quality factor for the PV plant, October 2013.
- [47] Redes Energéticas Nacionais (REN), "Relatório de Qualidade de Serviço," 2012.
- [48] Paulo Nunes. (2011, Março) knoow.net. [Online]. <http://www.knoow.net/cienceconempr/gestao/analiseviabilidade.htm>, Último acesso em Outubro de 2013.
- [49] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), "Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013," Dezembro 2012.
- [50] Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review, June 2012.
- [51] Americo Santos Neves, Análise de Projetos de Investimento de Energia e Ambiente (APIEA), 2º ano, 1º semestre do ano lectivo 2012/2013.
- [52] Jorge Caldeira. (2001, Julho) IAPMEI. [Online]. <http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576>, Último acesso em Outubro de 2013.

Legislação consultada

Decreto-Lei n.º 118-A/2010. D.R. n.º 207, Suplemento, Série I de 2010-10-25

Decreto-Lei n.º 34/2011. D.R. n.º 47, Série I de 2011-03-08

Decreto-Lei n.º 25/2013. D.R. n.º 35, Série I de 2013-02-19

Portaria n.º 430/2012. D.R. n.º 252, Série I de 2012-12-31

(Legislação disponível para consulta no Diário da República Eletrónico “dre.pt”)

Anexo A. Informação complementar: Sistema FV fixo sem inclinação adicional

As Figuras A.1, A.2 e A.3 apresentam o relatório final da simulação efetuada no PVSyst, para o sistema FV fixo sem inclinação adicional.

PVSYST V6.07			17/10/13	Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Grid-Connected Project at Graciosa					
Geographical Site		Graciosa	Country	Portugal	
Situation		Latitude	39.1°N	Longitude	28.0°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-1	Altitude	55 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Graciosa	Synthetic - Meteonorm 6.1		
Simulation variant : Graciosa.Project.Roof.Inclination					
		Simulation date	17/10/13 03h34		
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	15°	Azimuth	-20°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Measured
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	Open 250-PQ60	
		Manufacturer	Open Renewables		
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	46	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power		Nominal (STC)	11.50 kWp	At operating cond.	10.34 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	620 V	I mpp	17 A
Total area		Module area	75.4 m²		
Inverter					
		Model	TLX 10K		
		Manufacturer	Danfoss		
Characteristics		Operating Voltage	250-800 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	625 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User defined profile					
User's needs :		Unlimited load (grid)			

Figura A.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV sem inclinação adicional

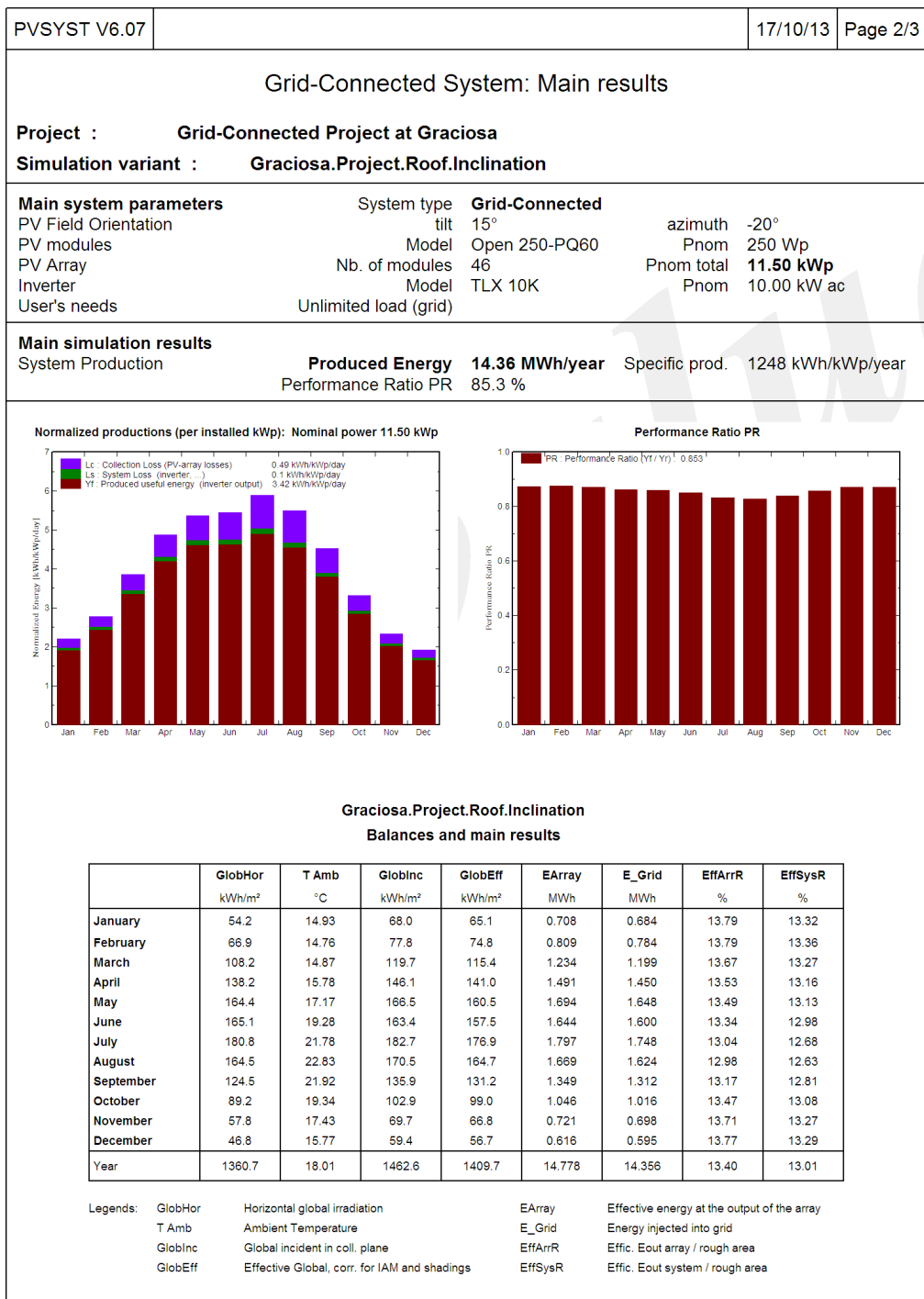


Figura A.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV sem inclinação adicional

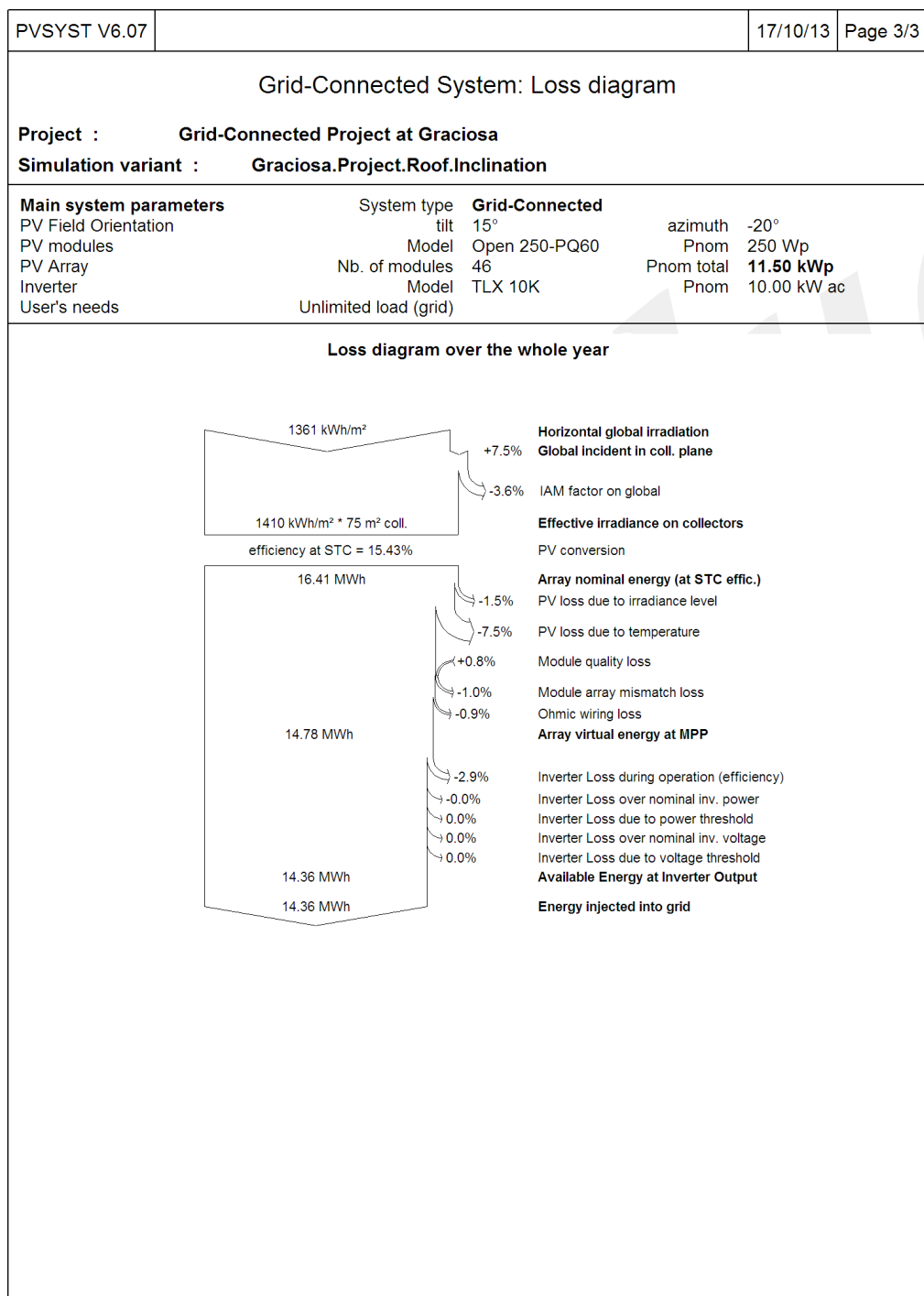


Figura A.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV sem inclinação adicional

A Tabela A.1 apresenta, em detalhe, o orçamento do sistema FV fixo sem inclinação adicional.

Tabela A.1 Orçamento do sistema FV fixo sem inclinação adicional

LISTA DE COMPONENTES INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				ESTIMATIVA ORÇAMENTAL	
SISTEMA FV FIXO SEM INCLINAÇÃO ADICIONAL				pr.unit. (€)	pr. total (€)
1	CENTRAL FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				
1.1	Módulo fotovoltaico 250 Wp 25 V, Si-poly, Modelo Open250-PQ60 (Fabricante: Open Renewables)	un.	46	165,00 €	7 590,00 €
2	INVERSOR				
2.1	Inversor Danfoss 10 kW, 250-800 V TL, 50 Hz, Modelo TLX 10k (Interruptor DC integrado), Trifásico, Tensão DC máx 1000 V	un.	1	1 900,00 €	1 900,00 €
3	ESTRUTURA DE SUPORTE				
3.1	Estrutura fixa sem inclinação adicional (Inclinação do telhado=15°)	un.	1	1 930,00 €	1 930,00 €
4	CABLAGENS				
4.1	Cabo DC (Iz=30 A, Vmáx=1000 V) XV 1x4mm2	m	200	0,65 €	130,00 €
4.2	Cabo AC (Iz=14,7 A, Vmáx=400 V) XV4x16mm2	m	30	10,20 €	306,00 €
5	EQUIPAMENTO PROTEÇÃO E CONTAGEM				
5.1	Quadros	un.	2	250,00 €	500,00 €
5.2	Proteção DC				
5.2.1	Fusíveis	un.	4	0,56 €	2,24 €
5.2.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 2+1 1000 VDC/40 kA)	un.	2	49,00 €	98,00 €
5.3	Proteção AC				
5.3.1	Fusíveis	un.	3	1,20 €	3,60 €
5.3.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 3+1 280 V/40 kA)	un.	1	65,00 €	65,00 €
5.3.3	Interruptor Diferencial Tetrapolar 25 A 300 mA	un.	1	27,00 €	27,00 €
5.3.4	Disjuntor Magneto-térmico Tetrapolar 16 A	un.	1	19,00 €	19,00 €
5.4	Contador de Produção Trifásico	un.	1	450,00 €	450,00 €
5.5	Caixa Contador	un.	1	85,00 €	85,00 €
5.6	Portinhola P400 INT (2E+2S)	un.	1	171,00 €	171,00 €
6	MÃO DE OBRA				
6.1	Montagem do sistema (Montagem da estrutura, fixação dos painéis, fixação e montagem do inversor e quadros, fixação da caixa 2E+2S e caixa de contador)	vg.	1	2 000,00 €	2 000,00 €
7	OUTROS				
7.1	Outros (Redes terras, fita cola, abraçadeiras de semilha, ...)	vg.	50	2,00 €	100,00 €
7.2	Baixada Nova	un.	1	500,00 €	500,00 €
TOTAL					15 876,84 €

As Tabelas A.2 e A.3 apresentam a energia elétrica produzida e o retorno financeiro no regime remuneratório bonificado e geral, para o sistema FV fixo sem inclinação adicional.

Tabela A.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV fixo sem inclinação adicional

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-16 376,84 €
1	14356	0,151	2 167,76 €		2 167,76 €	2 084,38 €	-14 292,46 €
2	14284	0,151	2 156,92 €	172,50 €	1 984,42 €	1 834,71 €	-12 457,75 €
3	14213	0,151	2 146,13 €	172,50 €	1 973,63 €	1 754,55 €	-10 703,20 €
4	14142	0,151	2 135,40 €	172,50 €	1 962,90 €	1 677,90 €	-9 025,30 €
5	14071	0,151	2 124,72 €	172,50 €	1 952,22 €	1 604,59 €	-7 420,72 €
6	14001	0,151	2 114,10 €	172,50 €	1 941,60 €	1 534,48 €	-5 886,24 €
7	13931	0,151	2 103,53 €	172,50 €	1 931,03 €	1 467,42 €	-4 418,82 €
8	13861	0,151	2 093,01 €	172,50 €	1 920,51 €	1 403,30 €	-3 015,52 €
9	13792	0,151	2 082,55 €	172,50 €	1 910,05 €	1 341,97 €	-1 673,54 €
10	13723	0,151	2 072,14 €	172,50 €	1 899,64 €	1 283,33 €	-390,22 €
11	13654	0,151	2 061,77 €	172,50 €	1 889,27 €	1 227,24 €	837,02 €
12	13586	0,151	2 051,47 €	172,50 €	1 878,97 €	1 173,60 €	2 010,62 €
13	13518	0,151	2 041,21 €	172,50 €	1 868,71 €	1 122,30 €	3 132,91 €
14	13450	0,151	2 031,00 €	172,50 €	1 858,50 €	1 073,24 €	4 206,15 €
15	13383	0,151	2 020,85 €	172,50 €	1 848,35 €	1 026,32 €	5 232,47 €

Tabela A.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV fixo sem inclinação adicional

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-16 376,84 €
1	14356	0,1426	2 047,17 €		2 047,17 €	1 916,68 €	-14 460,16 €
2	14284	0,1465	2 091,93 €	177,16 €	1 914,77 €	1 678,45 €	-12 781,71 €
3	14213	0,1504	2 137,67 €	181,94 €	1 955,73 €	1 605,08 €	-11 176,63 €
4	14142	0,1545	2 184,41 €	186,85 €	1 997,55 €	1 534,91 €	-9 641,72 €
5	14071	0,1586	2 232,17 €	191,90 €	2 040,27 €	1 467,81 €	-8 173,91 €
6	14001	0,1629	2 280,98 €	197,08 €	2 083,90 €	1 403,63 €	-6 770,28 €
7	13931	0,1673	2 330,85 €	202,40 €	2 128,45 €	1 342,26 €	-5 428,02 €
8	13861	0,1718	2 381,81 €	207,87 €	2 173,95 €	1 283,57 €	-4 144,45 €
9	13792	0,1765	2 433,89 €	213,48 €	2 220,41 €	1 227,44 €	-2 917,01 €
10	13723	0,1812	2 487,11 €	219,24 €	2 267,87 €	1 173,76 €	-1 743,25 €
11	13654	0,1861	2 541,49 €	225,16 €	2 316,33 €	1 122,43 €	-620,82 €
12	13586	0,1912	2 597,06 €	231,24 €	2 365,82 €	1 073,34 €	452,51 €
13	13518	0,1963	2 653,84 €	237,48 €	2 416,36 €	1 026,39 €	1 478,90 €
14	13450	0,2016	2 711,87 €	243,90 €	2 467,97 €	981,49 €	2 460,40 €
15	13383	0,2071	2 771,16 €	250,48 €	2 520,68 €	938,56 €	3 398,95 €
16	13316	0,2127	2 831,76 €	257,24 €	2 574,51 €	897,50 €	4 296,45 €
17	13250	0,2184	2 893,67 €	264,19 €	2 629,48 €	858,23 €	5 154,69 €
18	13183	0,2243	2 956,94 €	271,32 €	2 685,62 €	820,68 €	5 975,37 €
19	13117	0,2303	3 021,60 €	278,65 €	2 742,95 €	784,78 €	6 760,15 €
20	13052	0,2366	3 087,66 €	286,17 €	2 801,49 €	750,44 €	7 510,59 €
21	12987	0,2430	3 155,18 €	293,90 €	2 861,28 €	717,60 €	8 228,18 €
22	12922	0,2495	3 224,16 €	301,83 €	2 922,33 €	686,19 €	8 914,37 €
23	12857	0,2563	3 294,66 €	309,98 €	2 984,68 €	656,16 €	9 570,54 €
24	12793	0,2632	3 366,70 €	318,35 €	3 048,34 €	627,44 €	10 197,98 €
25	12729	0,2703	3 440,31 €	326,95 €	3 113,36 €	599,98 €	10 797,95 €

Anexo B. Informação complementar: Sistema FV fixo com inclinação adicional

As Figuras B.1, B.2 e B.3 apresentam o relatório final da simulação efetuada no PVSyst, para o sistema FV fixo com inclinação adicional.

PVSYST V6.07		18/10/13	Page 1/3		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Grid-Connected Project at Graciosa					
Geographical Site	Graciosa	Country	Portugal		
Situation	Latitude	39.1°N	Longitude	28.0°W	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-1	Altitude	55 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Graciosa	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant : Graciosa.Project.Optimal.Inclination					
	Simulation date	18/10/13 01h21			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	34°	Azimuth	0°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-poly	Model	Open 250-PQ60		
		Manufacturer	Open Renewables		
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	46	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power		Nominal (STC)	11.50 kWp	At operating cond.	10.34 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	620 V	I mpp	17 A
Total area		Module area	75.4 m²		
Inverter					
		Model	TLX 10K		
		Manufacturer	Danfoss		
Characteristics		Operating Voltage	250-800 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	625 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User defined profile					
User's needs : Unlimited load (grid)					

Figura B.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV com inclinação adicional

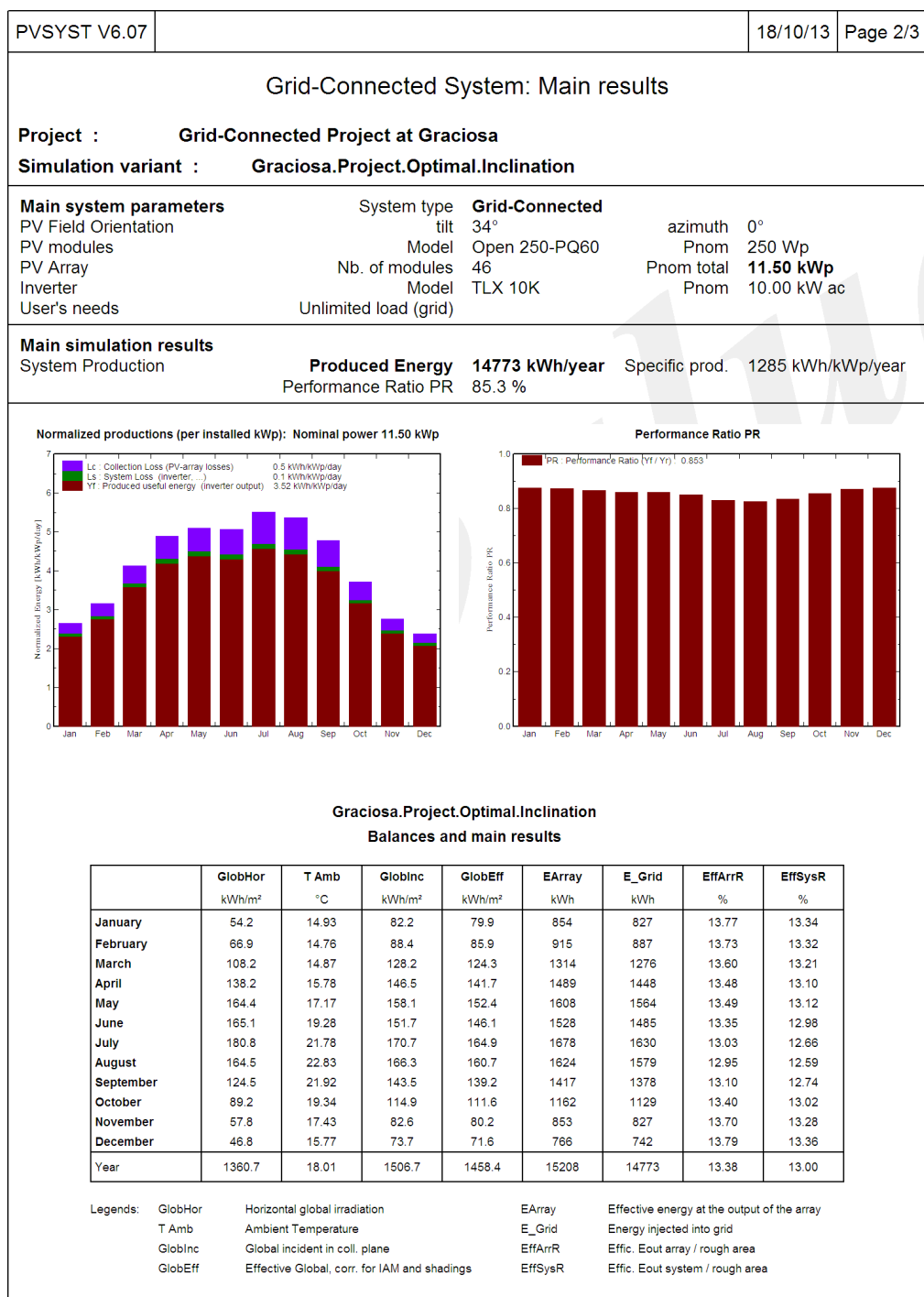


Figura B.2 Relatório do PVsyst (2/3): Resultados principais do sistema FV com inclinação adicional

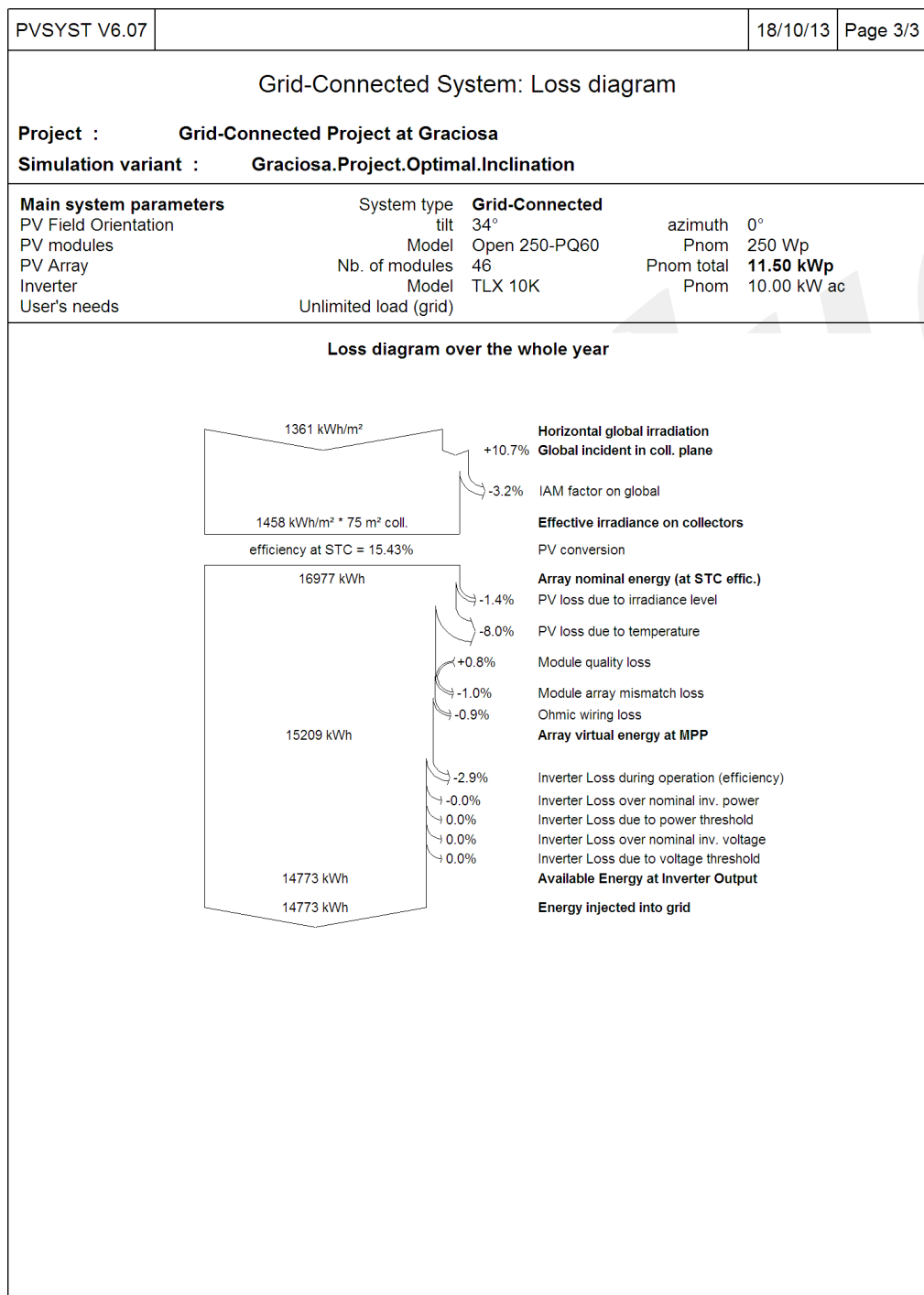


Figura B.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV com inclinação adicional

A Tabela B.1 apresenta, em detalhe, o orçamento do sistema FV fixo com inclinação adicional.

Tabela B.1 Orçamento do sistema FV fixo com inclinação adicional

LISTA DE COMPONENTES INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				ESTIMATIVA ORÇAMENTAL	
SISTEMA FV FIXO COM INCLINAÇÃO ADICIONAL				pr.unit. (€)	pr. total (€)
1	CENTRAL FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				
1.1	Módulo fotovoltaico 250 Wp 25 V, Si-poly, Modelo Open250-PQ60 (Fabricante: Open Renewables)	un.	46	165,00 €	7 590,00 €
2	INVERSOR				
2.1	Inversor Danfoss 10 kW, 250-800 V TL, 50 Hz, Modelo TLX 10k (Interruptor DC integrado), Trifásico, Tensão DC máx 1000 V	un.	1	1 900,00 €	1 900,00 €
3	ESTRUTURA DE SUPORTE				
3.1	Estrutura fixa com inclinação adicional (Inclinação ideal do local é 34°, logo 34-15=19°)	un.	1	2 200,00 €	2 200,00 €
4	CABLAGENS				
4.1	Cabo DC (Iz=30 A, Vmáx=1000 V) XV 1x4mm2	m	200	0,65 €	130,00 €
4.2	Cabo AC (Iz=14,7 A, Vmáx=400 V) XV4x16mm2	m	30	10,20 €	306,00 €
5	EQUIPAMENTO PROTEÇÃO E CONTAGEM				
5.1	Quadros	un.	2	250,00 €	500,00 €
5.2	Proteção DC				
5.2.1	Fusíveis	un.	4	0,56 €	2,24 €
5.2.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 2+1 1000 VDC/40 kA)	un.	2	49,00 €	98,00 €
5.3	Proteção AC				
5.3.1	Fusíveis	un.	3	1,20 €	3,60 €
5.3.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 3+1 280 V/40 kA)	un.	1	65,00 €	65,00 €
5.3.3	Interruptor Diferencial Tetrapolar 25 A 300 mA	un.	1	27,00 €	27,00 €
5.3.4	Disjuntor Magneto-térmico Tetrapolar 16 A	un.	1	19,00 €	19,00 €
5.4	Contador de Produção Trifásico	un.	1	450,00 €	450,00 €
5.5	Caixa Contador	un.	1	85,00 €	85,00 €
5.6	Portinhola P400 INT (2E+2S)	un.	1	171,00 €	171,00 €
6	MÃO DE OBRA				
6.1	Montagem do sistema (Montagem da estrutura, fixação dos painéis, fixação e montagem do inversor e quadros, fixação da caixa 2E+2S e caixa de contador)	vg.	1	2 000,00 €	2 000,00 €
7	OUTROS				
7.1	Outros (Redes terras, fita cola, abraçadeiras de semilha, ...)	vg.	50	2,00 €	100,00 €
7.2	Baixada Nova	un.	1	500,00 €	500,00 €
TOTAL					16 146,84 €

As Tabelas B.2 e B.3 apresentam a energia elétrica produzida e o retorno financeiro no regime remuneratório bonificado e geral, para o sistema FV fixo com inclinação adicional.

Tabela B.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV fixo com inclinação adicional

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-16 646,84 €
1	14773	0,151	2 230,72 €		2 230,72 €	2 144,93 €	-14 501,91 €
2	14699	0,151	2 219,57 €	172,50 €	2 047,07 €	1 892,63 €	-12 609,28 €
3	14626	0,151	2 208,47 €	172,50 €	2 035,97 €	1 809,97 €	-10 799,31 €
4	14553	0,151	2 197,43 €	172,50 €	2 024,93 €	1 730,92 €	-9 068,39 €
5	14480	0,151	2 186,44 €	172,50 €	2 013,94 €	1 655,31 €	-7 413,08 €
6	14407	0,151	2 175,51 €	172,50 €	2 003,01 €	1 583,01 €	-5 830,07 €
7	14335	0,151	2 164,63 €	172,50 €	1 992,13 €	1 513,86 €	-4 316,22 €
8	14264	0,151	2 153,81 €	172,50 €	1 981,31 €	1 447,72 €	-2 868,49 €
9	14192	0,151	2 143,04 €	172,50 €	1 970,54 €	1 384,48 €	-1 484,02 €
10	14121	0,151	2 132,32 €	172,50 €	1 959,82 €	1 323,99 €	-160,03 €
11	14051	0,151	2 121,66 €	172,50 €	1 949,16 €	1 266,14 €	1 106,11 €
12	13980	0,151	2 111,05 €	172,50 €	1 938,55 €	1 210,82 €	2 316,92 €
13	13911	0,151	2 100,50 €	172,50 €	1 928,00 €	1 157,91 €	3 474,83 €
14	13841	0,151	2 090,00 €	172,50 €	1 917,50 €	1 107,31 €	4 582,14 €
15	13772	0,151	2 079,55 €	172,50 €	1 907,05 €	1 058,92 €	5 641,05 €

Tabela B.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV fixo com inclinação adicional

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-16 646,84 €
1	14773	0,1426	2 106,63 €		2 106,63 €	1 972,35 €	-14 674,49 €
2	14699	0,1465	2 152,69 €	177,16 €	1 975,53 €	1 731,72 €	-12 942,77 €
3	14626	0,1504	2 199,76 €	181,94 €	2 017,82 €	1 656,04 €	-11 286,73 €
4	14553	0,1545	2 247,86 €	186,85 €	2 061,00 €	1 583,67 €	-9 703,06 €
5	14480	0,1586	2 297,01 €	191,90 €	2 105,11 €	1 514,45 €	-8 188,61 €
6	14407	0,1629	2 347,23 €	197,08 €	2 150,15 €	1 448,26 €	-6 740,35 €
7	14335	0,1673	2 398,55 €	202,40 €	2 196,15 €	1 384,96 €	-5 355,40 €
8	14264	0,1718	2 451,00 €	207,87 €	2 243,13 €	1 324,42 €	-4 030,98 €
9	14192	0,1765	2 504,59 €	213,48 €	2 291,11 €	1 266,52 €	-2 764,46 €
10	14121	0,1812	2 559,35 €	219,24 €	2 340,11 €	1 211,15 €	-1 553,31 €
11	14051	0,1861	2 615,31 €	225,16 €	2 390,15 €	1 158,20 €	-395,11 €
12	13980	0,1912	2 672,50 €	231,24 €	2 441,26 €	1 107,56 €	712,45 €
13	13911	0,1963	2 730,93 €	237,48 €	2 493,45 €	1 059,13 €	1 771,59 €
14	13841	0,2016	2 790,64 €	243,90 €	2 546,75 €	1 012,82 €	2 784,41 €
15	13772	0,2071	2 851,66 €	250,48 €	2 601,18 €	968,53 €	3 752,94 €
16	13703	0,2127	2 914,01 €	257,24 €	2 656,77 €	926,17 €	4 679,11 €
17	13634	0,2184	2 977,73 €	264,19 €	2 713,54 €	885,67 €	5 564,78 €
18	13566	0,2243	3 042,83 €	271,32 €	2 771,51 €	846,93 €	6 411,71 €
19	13498	0,2303	3 109,36 €	278,65 €	2 830,72 €	809,89 €	7 221,60 €
20	13431	0,2366	3 177,35 €	286,17 €	2 891,18 €	774,46 €	7 996,06 €
21	13364	0,2430	3 246,82 €	293,90 €	2 952,92 €	740,58 €	8 736,64 €
22	13297	0,2495	3 317,82 €	301,83 €	3 015,98 €	708,18 €	9 444,82 €
23	13231	0,2563	3 390,36 €	309,98 €	3 080,38 €	677,20 €	10 122,02 €
24	13164	0,2632	3 464,49 €	318,35 €	3 146,14 €	647,57 €	10 769,59 €
25	13099	0,2703	3 540,24 €	326,95 €	3 213,29 €	619,24 €	11 388,83 €

Anexo C. Informação complementar: Sistema FV de um eixo

As Figuras C.1, C.2 e C.3 apresentam o relatório final da simulação efetuada no PVSyst, para o sistema FV de um eixo.

PVSYST V6.07				21/10/13	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Grid-Connected Project at Graciosa					
Geographical Site		Graciosa		Country	Portugal
Situation		Latitude	39.1°N	Longitude	28.0°W
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-1	Altitude	55 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		Graciosa	Synthetic - Meteonorm 6.1		
Simulation variant : Graciosa.Project.One.Axis					
		Simulation date	21/10/13 03h06		
Simulation parameters					
Tracking plane, Vertical Axis		Plane Tilt	34°		
Rotation Limitations		Minimum Azimuth	-125°	Maximum Azimuth	125°
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Measured
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly	Model	Open 250-PQ60	
		Manufacturer	Open Renewables		
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	46	Unit Nom. Power	250 Wp
Array global power		Nominal (STC)	11.50 kWp	At operating cond.	10.34 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	620 V	I mpp	17 A
Total area		Module area	75.4 m²		
Inverter		Model	TLX 10K		
		Manufacturer	Danfoss		
Characteristics		Operating Voltage	250-800 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	56 °C
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	625 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User defined profile					
User's needs : Unlimited load (grid)					

Figura C.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV de um eixo

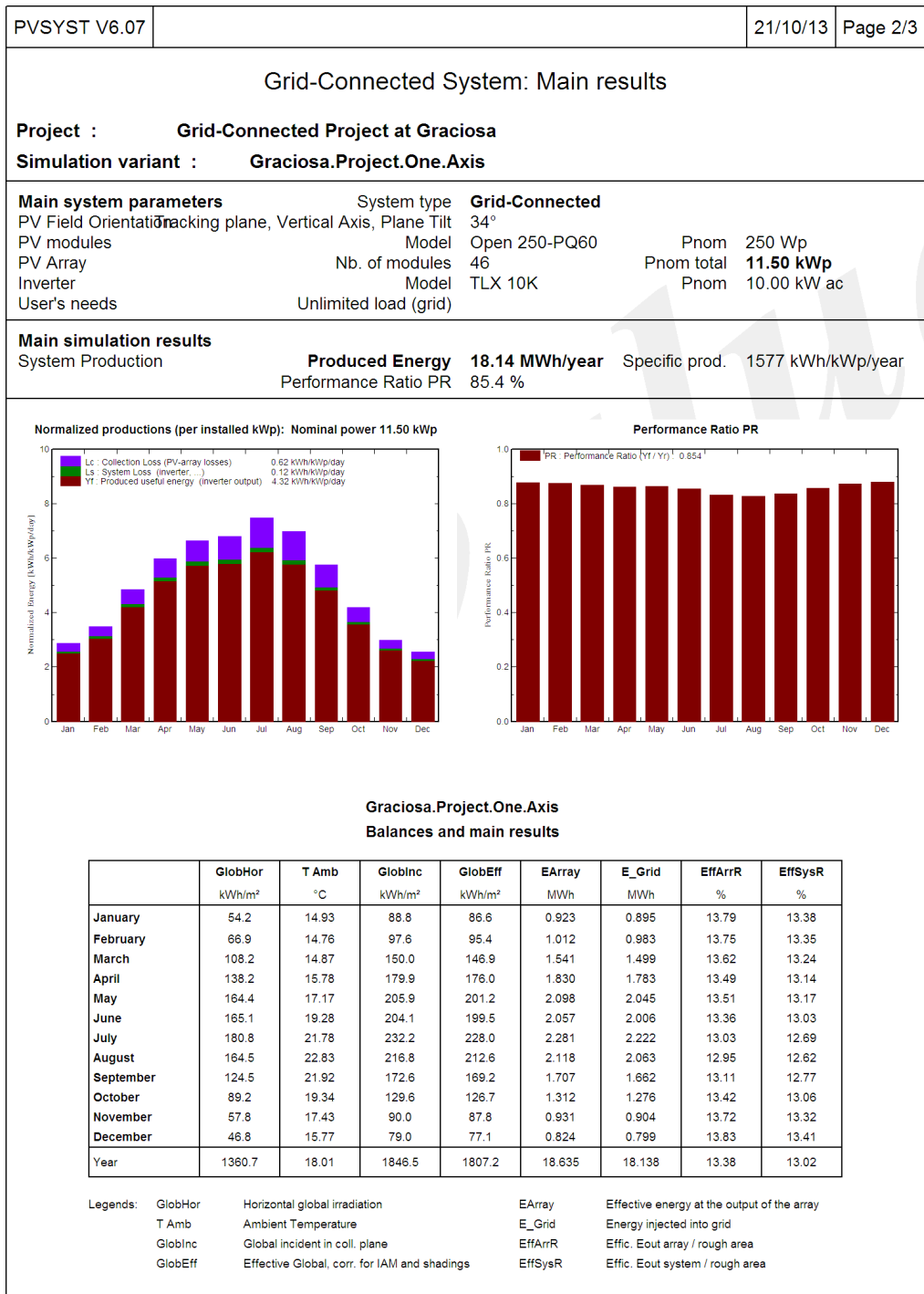


Figura C.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV de um eixo

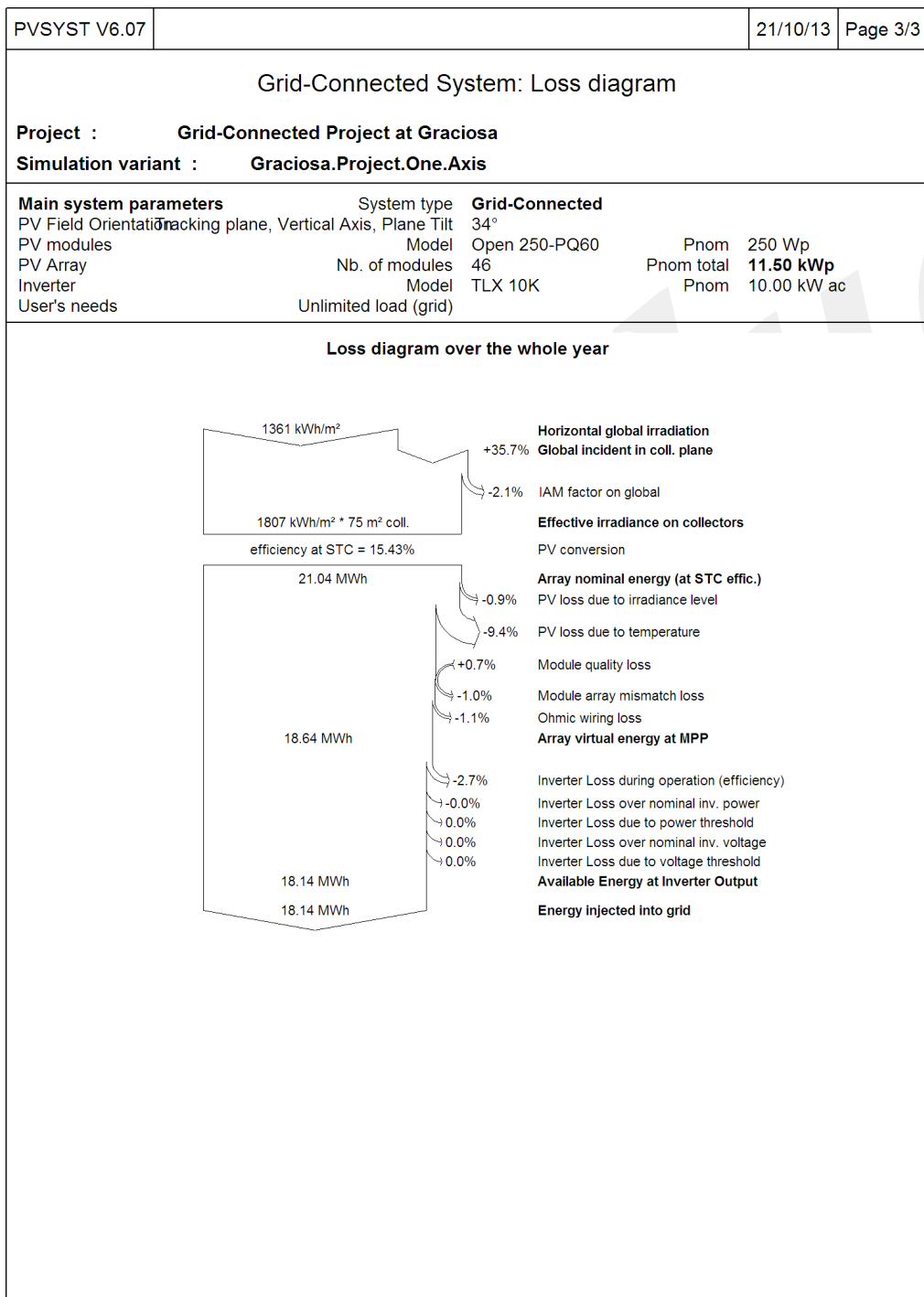


Figura C.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV de um eixo

A Tabela C.1 apresenta, em detalhe, o orçamento do sistema FV de um eixo.

LISTA DE COMPONENTES INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				ESTIMATIVA ORÇAMENTAL	
SISTEMA FV DE UM EIXO				pr.unit. (€)	pr. total (€)
1	CENTRAL FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				
1.1	Módulo fotovoltaico 250 Wp 25 V, Si-poly, Modelo Open250-PQ60 (Fabricante: Open Renewables)	un.	46	165,00 €	7 590,00 €
2	INVERSOR				
2.1	Inversor Danfoss 10 kW, 250-800 V TL, 50 Hz, Modelo TLX 10k (Interruptor DC integrado), Trifásico, Tensão DC máx 1000 V	un.	1	1 900,00 €	1 900,00 €
3	ESTRUTURA DE SUPORTE				
3.1	Sistema de um eixo	un.	4	2 300,00 €	9 200,00 €
4	CABLAGENS				
4.1	Cabo DC (Iz=30 A, Vmáx=1000 V) XV 1x4mm2	m	200	0,65 €	130,00 €
4.2	Cabo AC (Iz=14,7 A, Vmáx=400 V) XV4x16mm2	m	30	10,20 €	306,00 €
5	EQUIPAMENTO PROTEÇÃO E CONTAGEM				
5.1	Quadros	un.	2	250,00 €	500,00 €
5.2	Proteção DC				
5.2.1	Fusíveis	un.	4	0,56 €	2,24 €
5.2.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 2+1 1000 VDC/40 kA)	un.	2	49,00 €	98,00 €
5.3	Proteção AC				
5.3.1	Fusíveis	un.	3	1,20 €	3,60 €
5.3.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 3+1 280 V/40 kA)	un.	1	65,00 €	65,00 €
5.3.3	Interruptor Diferencial Tetrapolar 25 A 300 mA	un.	1	27,00 €	27,00 €
5.3.4	Disjuntor Magneto-térmico Tetrapolar 16 A	un.	1	19,00 €	19,00 €
5.4	Contador de Produção Trifásico	un.	1	450,00 €	450,00 €
5.5	Caixa Contador	un.	1	85,00 €	85,00 €
5.6	Portinhola P400 INT (2E+2S)	un.	1	171,00 €	171,00 €
6	MÃO DE OBRA				
6.1	Montagem do sistema (Montagem da estrutura, fixação dos painéis, fixação e montagem do inversor e quadros, fixação da caixa 2E+2S e caixa de contador)	vg.	1	2 000,00 €	2 000,00 €
6.2	Mão obra civil				
6.2.1	Sapata para seguidor um eixo	un.	4	750,00 €	3 000,00 €
6.2.2	Abertura e tapamento de valas	m	30	10,00 €	300,00 €
7	OUTROS				
7.1	Outros (Redes terras, fita cola, abraçadeiras de semilha, ...)	vg.	50	2,00 €	100,00 €
7.2	Baixada Nova	un.	1	500,00 €	500,00 €
TOTAL					26 446,84 €

Tabela C.1 Orçamento do sistema FV de um eixo

As Tabelas C.2 e C.3 apresentam a energia elétrica produzida e o retorno financeiro no regime remuneratório bonificado e geral, para o sistema FV de um eixo.

Tabela C.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV de um eixo

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-26 619,34 €
1	18138	0,151	2 738,84 €		2 738,84 €	2 633,50 €	-23 985,84 €
2	18047	0,151	2 725,14 €	172,50 €	2 552,64 €	2 360,06 €	-21 625,78 €
3	17957	0,151	2 711,52 €	172,50 €	2 539,02 €	2 257,18 €	-19 368,60 €
4	17867	0,151	2 697,96 €	172,50 €	2 525,46 €	2 158,77 €	-17 209,83 €
5	17778	0,151	2 684,47 €	172,50 €	2 511,97 €	2 064,66 €	-15 145,17 €
6	17689	0,151	2 671,05 €	172,50 €	2 498,55 €	1 974,64 €	-13 170,53 €
7	17601	0,151	2 657,69 €	172,50 €	2 485,19 €	1 888,54 €	-11 281,99 €
8	17513	0,151	2 644,40 €	172,50 €	2 471,90 €	1 806,20 €	-9 475,79 €
9	17425	0,151	2 631,18 €	172,50 €	2 458,68 €	1 727,44 €	-7 748,35 €
10	17338	0,151	2 618,03 €	172,50 €	2 445,53 €	1 652,11 €	-6 096,24 €
11	17251	0,151	2 604,94 €	172,50 €	2 432,44 €	1 580,06 €	-4 516,18 €
12	17165	0,151	2 591,91 €	172,50 €	2 419,41 €	1 511,16 €	-3 005,02 €
13	17079	0,151	2 578,95 €	172,50 €	2 406,45 €	1 445,25 €	-1 559,77 €
14	16994	0,151	2 566,06 €	172,50 €	2 393,56 €	1 382,22 €	-177,55 €
15	16909	0,151	2 553,23 €	172,50 €	2 380,73 €	1 321,93 €	1 144,38 €

Tabela C.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV de um eixo

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-26 946,84 €
1	18138	0,1426	2 586,48 €		2 586,48 €	2 421,62 €	-24 525,22 €
2	18047	0,1465	2 643,03 €	177,16 €	2 465,87 €	2 161,54 €	-22 363,68 €
3	17957	0,1504	2 700,82 €	181,94 €	2 518,88 €	2 067,27 €	-20 296,42 €
4	17867	0,1545	2 759,88 €	186,85 €	2 573,02 €	1 977,10 €	-18 319,32 €
5	17778	0,1586	2 820,22 €	191,90 €	2 628,32 €	1 890,86 €	-16 428,46 €
6	17689	0,1629	2 881,88 €	197,08 €	2 684,80 €	1 808,38 €	-14 620,08 €
7	17601	0,1673	2 944,90 €	202,40 €	2 742,50 €	1 729,50 €	-12 890,58 €
8	17513	0,1718	3 009,29 €	207,87 €	2 801,42 €	1 654,05 €	-11 236,53 €
9	17425	0,1765	3 075,08 €	213,48 €	2 861,61 €	1 581,89 €	-9 654,64 €
10	17338	0,1812	3 142,32 €	219,24 €	2 923,08 €	1 512,87 €	-8 141,77 €
11	17251	0,1861	3 211,03 €	225,16 €	2 985,87 €	1 446,87 €	-6 694,90 €
12	17165	0,1912	3 281,24 €	231,24 €	3 050,00 €	1 383,74 €	-5 311,16 €
13	17079	0,1963	3 352,98 €	237,48 €	3 115,50 €	1 323,36 €	-3 987,80 €
14	16994	0,2016	3 426,29 €	243,90 €	3 182,40 €	1 265,62 €	-2 722,19 €
15	16909	0,2071	3 501,21 €	250,48 €	3 250,73 €	1 210,39 €	-1 511,80 €
16	16824	0,2127	3 577,76 €	257,24 €	3 320,52 €	1 157,57 €	-354,23 €
17	16740	0,2184	3 655,99 €	264,19 €	3 391,80 €	1 107,05 €	752,81 €
18	16656	0,2243	3 735,93 €	271,32 €	3 464,61 €	1 058,73 €	1 811,55 €
19	16573	0,2303	3 817,62 €	278,65 €	3 538,97 €	1 012,52 €	2 824,07 €
20	16490	0,2366	3 901,09 €	286,17 €	3 614,92 €	968,33 €	3 792,40 €
21	16408	0,2430	3 986,39 €	293,90 €	3 692,49 €	926,06 €	4 718,46 €
22	16326	0,2495	4 073,55 €	301,83 €	3 771,71 €	885,64 €	5 604,09 €
23	16244	0,2563	4 162,62 €	309,98 €	3 852,63 €	846,98 €	6 451,07 €
24	16163	0,2632	4 253,63 €	318,35 €	3 935,28 €	810,00 €	7 261,07 €
25	16082	0,2703	4 346,64 €	326,95 €	4 019,69 €	774,64 €	8 035,71 €

Anexo D. Informação complementar: Sistema FV de dois eixos

As Figuras D.1, D.2 e D.3 apresentam o relatório final da simulação efetuada no PVSyst, para o sistema FV de dois eixos.

PVSYST V6.07					21/10/13	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters						
Project : Grid-Connected Project at Graciosa						
Geographical Site		Graciosa		Country	Portugal	
Situation		Latitude	39.1°N	Longitude	28.0°W	
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-1	Altitude	55 m	
		Albedo	0.20			
Meteo data:		Graciosa	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant : Graciosa.Project.Two.Axes						
		Simulation date	21/10/13 03h44			
Simulation parameters						
Tracking plane, two axis		Minimum Tilt	10°	Maximum Tilt	90°	
Rotation Limitations		Minimum Azimuth	-125°	Maximum Azimuth	125°	
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon		Free Horizon				
Near Shadings		No Shadings				
PV Array Characteristics						
PV module		Si-poly	Model	Open 250-PQ60		
		Manufacturer	Open Renewables			
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel	2 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules	46	Unit Nom. Power	250 Wp	
Array global power		Nominal (STC)	11.50 kWp	At operating cond.	10.34 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	620 V	I mpp	17 A	
Total area		Module area	75.4 m²			
Inverter		Model	TLX 10K			
		Manufacturer	Danfoss			
Characteristics		Operating Voltage	250-800 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC	
PV Array loss factors						
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s	
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)				NOCT	56 °C	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	625 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05	
User defined profile						
User's needs : Unlimited load (grid)						

Figura D.1 Relatório do PVSyst (1/3): Parâmetros de simulação do sistema FV de dois eixos

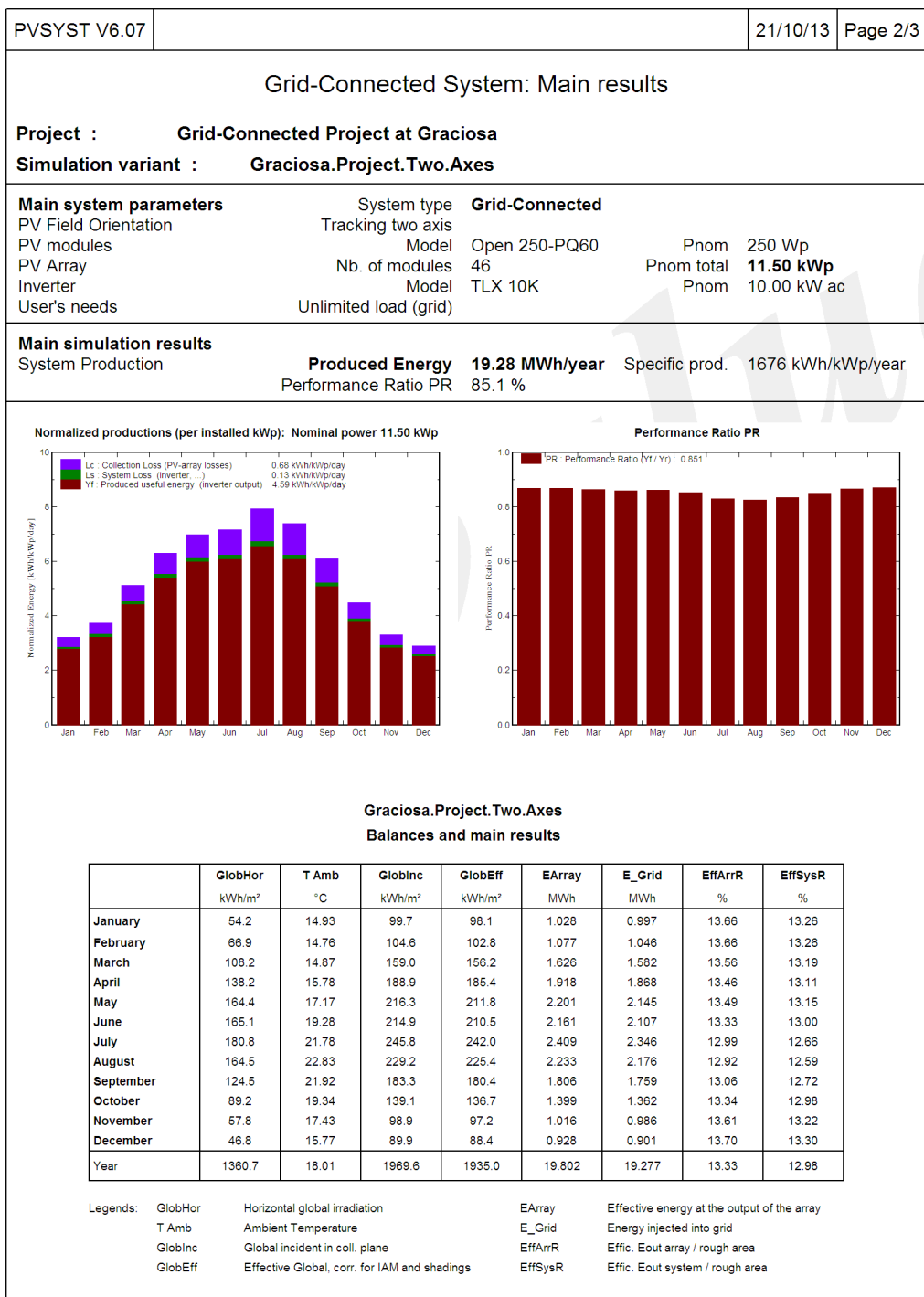


Figura D.2 Relatório do PVSyst (2/3): Resultados principais do sistema FV de dois eixos

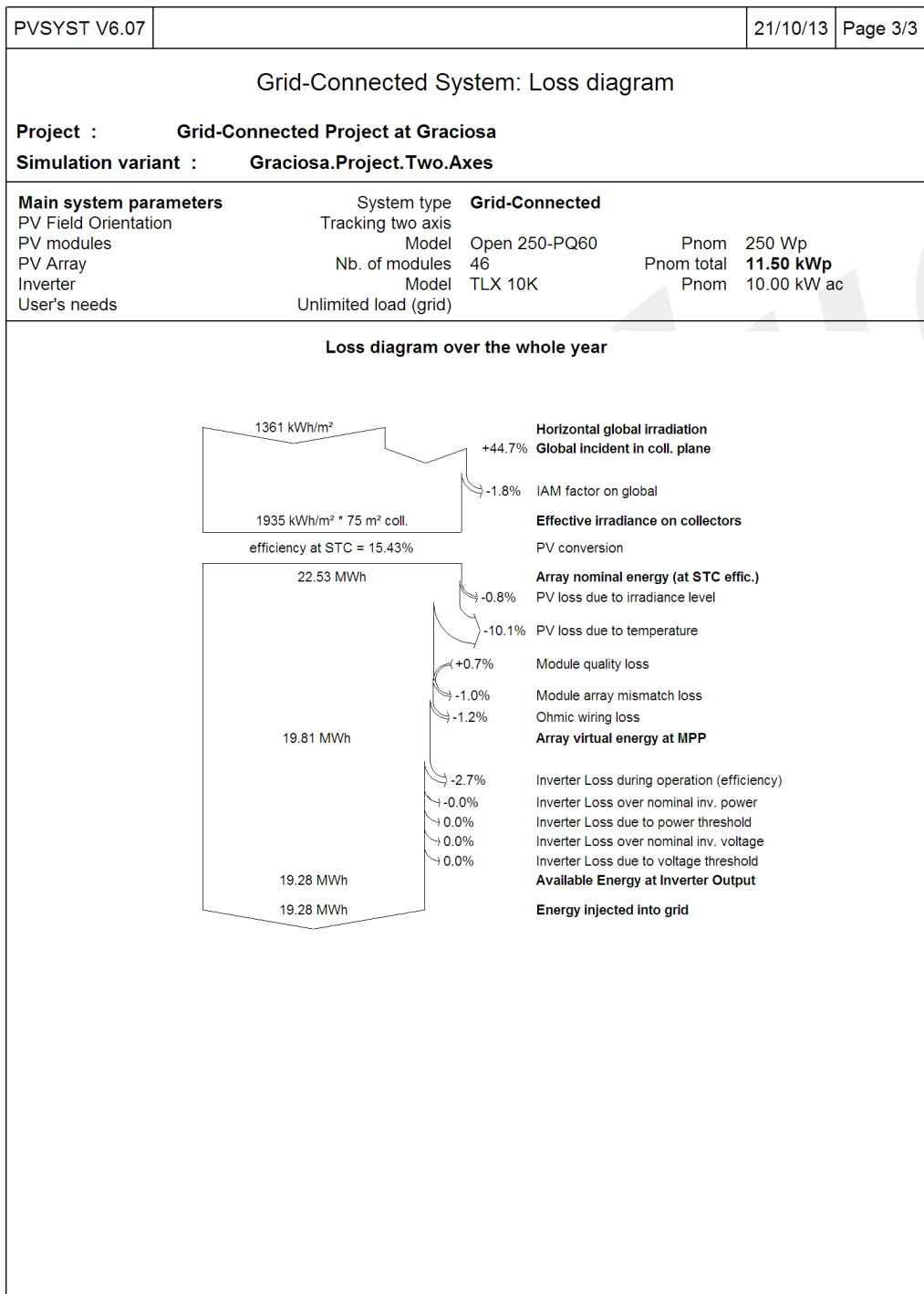


Figura D.3 Relatório do PVSyst (3/3): Diagrama de perdas do sistema FV de dois eixos

A Tabela D.1 apresenta, em detalhe, o orçamento do sistema FV de dois eixos.

Tabela D.1 Orçamento do sistema FV de dois eixos

LISTA DE COMPONENTES INSTALAÇÃO FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				ESTIMATIVA ORÇAMENTAL	
SISTEMA FV DE DOIS EIXO				pr.unit. (€)	pr. total (€)
1	CENTRAL FOTOVOLTAICA MINIPRODUÇÃO				
1.1	Módulo fotovoltaico 250 Wp 25 V, Si-poly, Modelo Open250-PQ60 (Fabricante: Open Renewables)	un.	46	165,00 €	7 590,00 €
2	INVERSOR				
2.1	Inversor Danfoss 10 kW, 250-800 V TL, 50 Hz, Modelo TLX 10k (Interruptor DC integrado), Trifásico, Tensão DC máx 1000 V	un.	1	1 900,00 €	1 900,00 €
3	ESTRUTURA DE SUPORTE				
3.1	Sistema de dois eixos	un.	1	8 200,00 €	8 200,00 €
4	CABLAGENS				
4.1	Cabo DC (Iz=30 A, Vmáx=1000 V) XV 1x4mm2	m	200	0,65 €	130,00 €
4.2	Cabo AC (Iz=14,7 A, Vmáx=400 V) XV4x16mm2	m	30	10,20 €	306,00 €
5	EQUIPAMENTO PROTEÇÃO E CONTAGEM				
5.1	Quadros	un.	2	250,00 €	500,00 €
5.2	Proteção DC				
5.2.1	Fusíveis	un.	4	0,56 €	2,24 €
5.2.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 2+1 1000 VDC/40 kA)	un.	2	49,00 €	98,00 €
5.3	Proteção AC				
5.3.1	Fusíveis	un.	3	1,20 €	3,60 €
5.3.2	Descarregador de Sobretenções - D.S.Ts (PUII 3+1 280 V/40 kA)	un.	1	65,00 €	65,00 €
5.3.3	Interruptor Diferencial Tetrapolar 25 A 300 mA	un.	1	27,00 €	27,00 €
5.3.4	Disjuntor Magneto-térmico Tetrapolar 16 A	un.	1	19,00 €	19,00 €
5.4	Contador de Produção Trifásico	un.	1	450,00 €	450,00 €
5.5	Caixa Contador	un.	1	85,00 €	85,00 €
5.6	Portinhola P400 INT (2E+2S)	un.	1	171,00 €	171,00 €
6	MÃO DE OBRA				
6.1	Montagem do sistema (Montagem da estrutura, fixação dos painéis, fixação e montagem do inversor e quadros, fixação da caixa 2E+2S e caixa de contador)	vg.	1	2 000,00 €	2 000,00 €
6.2	Mão obra civil				
6.2.1	Sapata para seguidor dois eixos	un.	1	2 950,00 €	2 950,00 €
6.2.2	Abertura e tapamento de valas	m	30	10,00 €	300,00 €
7	OUTROS				
7.1	Outros (Redes terras, fita cola, abraçadeiras de semilha, ...)	vg.	50	2,00 €	100,00 €
7.2	Baixada Nova	un.	1	500,00 €	500,00 €
TOTAL					25 396,84 €

As Tabelas D.2 e D.3 apresentam a energia elétrica produzida e o retorno financeiro no regime remuneratório bonificado e geral, para o sistema FV de dois eixos.

Tabela D.2 Energia produzida e retorno financeiro no regime bonificado - Sistema FV de dois eixos

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-25 896,84 €
1	19277	0,151	2 910,83 €		2 910,83 €	2 798,87 €	-23 097,97 €
2	19181	0,151	2 896,27 €	172,50 €	2 723,77 €	2 518,28 €	-20 579,69 €
3	19085	0,151	2 881,79 €	172,50 €	2 709,29 €	2 408,55 €	-18 171,14 €
4	18989	0,151	2 867,38 €	172,50 €	2 694,88 €	2 303,60 €	-15 867,54 €
5	18894	0,151	2 853,05 €	172,50 €	2 680,55 €	2 203,21 €	-13 664,33 €
6	18800	0,151	2 838,78 €	172,50 €	2 666,28 €	2 107,20 €	-11 557,13 €
7	18706	0,151	2 824,59 €	172,50 €	2 652,09 €	2 015,37 €	-9 541,76 €
8	18612	0,151	2 810,46 €	172,50 €	2 637,96 €	1 927,53 €	-7 614,22 €
9	18519	0,151	2 796,41 €	172,50 €	2 623,91 €	1 843,53 €	-5 770,70 €
10	18427	0,151	2 782,43 €	172,50 €	2 609,93 €	1 763,17 €	-4 007,52 €
11	18335	0,151	2 768,52 €	172,50 €	2 596,02 €	1 686,32 €	-2 321,20 €
12	18243	0,151	2 754,67 €	172,50 €	2 582,17 €	1 612,82 €	-708,38 €
13	18152	0,151	2 740,90 €	172,50 €	2 568,40 €	1 542,52 €	834,13 €
14	18061	0,151	2 727,20 €	172,50 €	2 554,70 €	1 475,27 €	2 309,41 €
15	17971	0,151	2 713,56 €	172,50 €	2 541,06 €	1 410,96 €	3 720,37 €

Tabela D.3 Energia produzida e retorno financeiro no regime geral - Sistema FV de dois eixos

Ano [A]	Energia Produzida (kWh) [B]	Tarifa (€/kWh) [C]	Remuneração Anual [B×C]	O&M [D]	CFE [B×C-D]	CFE Atual. [(B×C-D)×(1+TA)^-A]	CFG Acumulado E+[(B×C-D)×(1+TA)^-A]
0							-25 896,84 €
1	19277	0,1426	2 748,90 €		2 748,90 €	2 573,68 €	-23 323,16 €
2	19181	0,1465	2 809,00 €	177,16 €	2 631,85 €	2 307,03 €	-21 016,13 €
3	19085	0,1504	2 870,42 €	181,94 €	2 688,48 €	2 206,46 €	-18 809,67 €
4	18989	0,1545	2 933,19 €	186,85 €	2 746,33 €	2 110,27 €	-16 699,40 €
5	18894	0,1586	2 997,32 €	191,90 €	2 805,42 €	2 018,27 €	-14 681,13 €
6	18800	0,1629	3 062,86 €	197,08 €	2 865,78 €	1 930,28 €	-12 750,85 €
7	18706	0,1673	3 129,83 €	202,40 €	2 927,42 €	1 846,12 €	-10 904,73 €
8	18612	0,1718	3 198,26 €	207,87 €	2 990,39 €	1 765,62 €	-9 139,11 €
9	18519	0,1765	3 268,19 €	213,48 €	3 054,71 €	1 688,64 €	-7 450,47 €
10	18427	0,1812	3 339,65 €	219,24 €	3 120,41 €	1 615,00 €	-5 835,47 €
11	18335	0,1861	3 412,67 €	225,16 €	3 187,51 €	1 544,58 €	-4 290,89 €
12	18243	0,1912	3 487,29 €	231,24 €	3 256,05 €	1 477,22 €	-2 813,67 €
13	18152	0,1963	3 563,54 €	237,48 €	3 326,05 €	1 412,80 €	-1 400,88 €
14	18061	0,2016	3 641,45 €	243,90 €	3 397,56 €	1 351,18 €	-49,69 €
15	17971	0,2071	3 721,07 €	250,48 €	3 470,59 €	1 292,25 €	1 242,56 €
16	17881	0,2127	3 802,44 €	257,24 €	3 545,19 €	1 235,89 €	2 478,45 €
17	17791	0,2184	3 885,58 €	264,19 €	3 621,39 €	1 181,98 €	3 660,43 €
18	17702	0,2243	3 970,53 €	271,32 €	3 699,21 €	1 130,42 €	4 790,85 €
19	17614	0,2303	4 057,35 €	278,65 €	3 778,70 €	1 081,11 €	5 871,96 €
20	17526	0,2366	4 146,06 €	286,17 €	3 859,89 €	1 033,95 €	6 905,91 €
21	17438	0,2430	4 236,72 €	293,90 €	3 942,82 €	988,84 €	7 894,75 €
22	17351	0,2495	4 329,35 €	301,83 €	4 027,52 €	945,70 €	8 840,46 €
23	17264	0,2563	4 424,01 €	309,98 €	4 114,03 €	904,44 €	9 744,90 €
24	17178	0,2632	4 520,75 €	318,35 €	4 202,39 €	864,98 €	10 609,88 €
25	17092	0,2703	4 619,59 €	326,95 €	4 292,64 €	827,24 €	11 437,11 €